

Schriften zur Finanzwirtschaft

herausgegeben vom
Fachgebiet Finanzwirtschaft/Investition
der
Technischen Universität Ilmenau

Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken

Benjamin Reif, B.Sc.
Dr. Alexander Fox

Heft 12





Technische Universität Ilmenau

Schriften zur Finanzwirtschaft

Benjamin Reif, B.Sc.
Technische Universität Ilmenau
Fachgebiet Finanzwirtschaft/Investition
Postfach 10 05 65
98684 Ilmenau
Tel: ++49 (0)3677 69 4024
Fax: ++49 (0)3677 69 4218
E-Mail: Benjamin.Reif@tu-ilmenau.de

Dr. Alexander Fox
Technische Universität Ilmenau
Fachgebiet Finanzwirtschaft/Investition
Postfach 10 05 65
98684 Ilmenau
Tel: ++49 (0)3677 69 4016
Fax: ++49 (0)3677 69 4218
E-Mail: Alexander.Fox@tu-ilmenau.de

Benjamin Reif/Alexander Fox:

Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken

Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 12, Technische Universität Ilmenau, 2014

ISSN 1615-7656

Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken

von

Benjamin Reif, B.Sc.
Dr. Alexander Fox

Zusammenfassung:

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit dem Konzept der virtuellen Kraftwerke. Virtuelle Kraftwerke stellen über Kommunikations- und Fernwirktechnik vernetzte und zentral gesteuerte Verbünde erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen dar. Unter Nutzung der gesetzlichen Möglichkeiten zur Direktvermarktung von Strom nach dem EEG sollen damit die Marktintegration von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien vorangetrieben sowie die Schaffung einer nachfrageorientierten Stromerzeugung und die Verbesserung der Netzsituation erreicht werden. Es entsteht eine Schnittstelle zwischen den Märkten und den Anlagenbetreibern, denen eine ökonomisch sinnvolle Alternative zur Festvergütung des EEG aufgezeigt wird. Nach der Konstruktion des möglichen Geschäftsmodells eines solchen virtuellen Kraftwerks erfolgt eine Analyse seiner Wirtschaftlichkeit mit Hilfe der Vermögensendwertmethode. Das Ergebnis zeigt eine absolute Vorteilhaftigkeit der Investition. Weitere Untersuchungen mittels Szenario- und Sensitivitätsanalysen belegen eine weitgehende Robustheit des Ergebnisses gegenüber Marktentwicklungen und Finanzierungsparametern. Abgeschlossen werden die Untersuchungen mit einer Diskussion zu den denkbaren Entwicklungen des Marktumfeldes und der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	5
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	6
1 EINLEITUNG	8
2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GRUNDLAGEN	9
2.1 STRUKTUR UND ORGANISATION DES ENERGIEKETZES	9
2.2 LASTPROFILE UND LASTARTEN	10
2.3 AUFBAU DES STROMMARKTES	12
2.4 MERIT ORDER UND PREISBILDUNG DES AUKTIONSHANDELS	13
2.5 PEAK-SHAVING	15
2.6 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN UND REGELENERGIE	16
2.7 ENTWICKLUNGEN IM DEUTSCHEN STROMMARKT	18
3 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	20
3.1 GESETZLICHE GRUNDLAGEN	20
3.2 EINSPEISEVORRANG, ANSCHLUSSPFLICHT UND FESTVERGÜTUNG VON STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	21
3.3 DIREKTVERMARKTUNG UNTER NUTZUNG DER MARKTPRÄMIE	22
3.4 FLEXIBILITÄTSPRÄMIE	24
4 KONZEPTIONIERUNG EINES VIRTUELLEN BEISPIELKRAFTWERKS	25
4.1 VORTEILSGARANTIE DER ANLAGENBETREIBER	25
4.2 KATEGORISIERUNG DER VERWENDETEN STROMERZEUGUNGSANLAGEN IM VIRTUELLEN BEISPIELKRAFTWERK	27
4.2.1 Überblick	27
4.2.2 Kategorie I – Photovoltaik Freifläche	29
4.2.3 Kategorie II – Biogas ohne Flexibilitätsprämie	29
4.2.4 Kategorie III – Biogas mit Flexibilitätsprämie	30
4.2.5 Kategorie IV und V – Windkraft 30 und Windkraft 10	31
4.2.6 Kategorie VI – Netzersatzanlagen	32
4.2.7 Kategorie VII – Wasserkraft	32
4.3 GESCHÄFTSMODELL DES VIRTUELLEN BEISPIELKRAFTWERKS	33
4.3.1 Handel am Regelleenergiemarkt	33
4.3.2 Handel am Day-Ahead-Spotmarkt der EPEX Spot SE	38
5 WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE EINES VIRTUELLEN KRAFTWERKS	39

5.1	ERLÄUTERUNGEN DER AUFTRETENDEN ZAHLUNGSSTRÖME	39
5.1.1	Anfangsinvestition.....	39
5.1.2	Saldo der operativen Zahlungsströme	40
5.1.3	Finanzierung.....	40
5.1.4	Abschreibungen.....	41
5.1.5	Besteuerung.....	41
5.1.6	Charakteristika des Berechnungsansatzes.....	41
5.2	AUSWERTUNG DES BASISZENARIO	42
5.3	ALTERNATIVSZENARIEN	45
5.4	SENSITIVITÄTSANALYSE	47
5.4.1	Verkaufspreisniveau des Portfolios gegenüber Marktwert.....	48
5.4.2	Regelleistungspreise	49
5.4.3	Anfangsinvestition.....	50
5.4.4	Anlage- und Kreditzinssatz.....	50
5.4.5	Betriebsdauer.....	52
5.4.6	Vergleich der Sensitivitäten.....	52
6	FAZIT	55
7	AUSBLICK	56
	ANHANG	58
	LITERATUR	68

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1:</i>	Regelzonen der vier großen Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland	9
<i>Abbildung 2:</i>	Spannungsebenen des Stromnetzes der Bundesrepublik Deutschland	10
<i>Abbildung 3:</i>	Standardlastprofil H0 für die Sommermonate (15.05. - 14.09.)	11
<i>Abbildung 4:</i>	Unterscheidung der Kraftwerkstypen	12
<i>Abbildung 5:</i>	Geschäfte und Produkte im Stromhandel	13
<i>Abbildung 6:</i>	Qualitative Darstellung der Merit Order	14
<i>Abbildung 7:</i>	Stundenkontraktpreise und Handelsmengen für Strom an der EPEX Spot SE	15
<i>Abbildung 8:</i>	Zusammenspiel der Regelungsarten	17
<i>Abbildung 9:</i>	Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung	18
<i>Abbildung 10:</i>	Qualitative Darstellung des Erlöspotenzials durch Direktvermarktung und Regelenergiemarkt	26
<i>Abbildung 11:</i>	Erzeugungskategorien	27
<i>Abbildung 12:</i>	Tagesverlauf der Leistungspreise für positive Minutenreserve	34
<i>Abbildung 13:</i>	Tagesverlauf der Leistungspreise für negative Minutenreserve	34
<i>Abbildung 14:</i>	Tagesdurchschnitt der mittleren Leistungspreise im Jahresverlauf	35
<i>Abbildung 15:</i>	Jährliche Mittelwerte der tagesdurchschnittlichen Leistungspreise für Minutenreserve	36
<i>Abbildung 16:</i>	Abrufdauer negativer Minutenreserveleistung in Abhängigkeit vom Arbeitspreis	37
<i>Abbildung 17:</i>	Abrufdauer positiver Minutenreserveleistung in Abhängigkeit vom Arbeitspreis	37
<i>Abbildung 18:</i>	Marktwerte des Stroms verschiedener Anlagentypen	38
<i>Abbildung 19:</i>	Anfangsinvestition	40
<i>Abbildung 20:</i>	Eingangsparameter des Basisszenarios	43
<i>Abbildung 21:</i>	Investitionsrechnung des Basisszenarios	44
<i>Abbildung 22:</i>	Kennzahlen des Basisszenarios	45
<i>Abbildung 23:</i>	Endwerte und Renditen im Szenariovergleich	47
<i>Abbildung 24:</i>	Sensitivität des Endwertes auf das Verkaufspreisniveau des Portfolios gegenüber Marktwert	48
<i>Abbildung 25:</i>	Sensitivität des Endwertes auf die Regelleistungspreise	49
<i>Abbildung 26:</i>	Sensitivität des Endwertes auf die Anfangsinvestition	50
<i>Abbildung 27:</i>	Zusammenhang zwischen Endwert und Anlagezinssatz	51
<i>Abbildung 28:</i>	Zusammenhang zwischen Endwert und Kreditzinssatz	51
<i>Abbildung 29:</i>	Sensitivität des Endwertes auf die Betriebsdauer	52
<i>Abbildung 30:</i>	Vergleichende Darstellung der Sensitivitäten des Endwertes	53

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AW	anzulegender Wert
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BL	Bemessungsleistung
ca.	circa
ct	Cent
€	Euro
EBITDA	Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EEX	European Energy Exchange
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
e.V.	eingetragener Verein
f.	folgende
ff.	folgende
f_{Kor}	Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage
FP	Flexibilitätsprämie
GewSt	Gewerbesteuer
GewStG	Gewerbesteuergesetz
h	Stunden
Hrsg.	Herausgeber
IT	Informationstechnologie
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KK	Kapazitätskomponente
KSt	Körperschaftsteuer
KStG	Körperschaftsteuergesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kV	Kilovolt
MA	Mitarbeiter
MaPrV	Managementprämienverordnung
MCP	Market Clearing Price

Mio.	Millionen
MRL	Minutenreserveleistung
MP	Marktprämie
MW	Marktwert
MWh	Megawattstunde
neg	negativ
Nr.	Nummer
p.a.	per annum, pro anno
pos	positiv
P _{Bem}	Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a EEG in Kilowatt
P _{inst}	die installierte Leistung nach § 3 Nummer 6 EEG in Kilowatt
P _M	Managementprämie
P _{Zusatz}	die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und in dem jeweiligen Kalenderjahr
PV	Photovoltaik
RW	Referenzmarktwert
s	Sekunden
S.	Seite
SA	Société Anonyme
SE	Societas Europaea
Stk	Stück
StromEinspG	Stromeinspeisegesetz
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)
T€	tausend Euro
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
vgl.	vergleiche
VK	virtuelles Kraftwerk
VP	Verkaufspreis
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Virtuelle Kraftwerke (VK) sind vernetzte und zentral gesteuerte Verbünde von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Unternehmen, welche virtuelle Kraftwerke unterhalten, treten als Schnittstelle zwischen Betreibern von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien auf der einen und den Märkten der Stromwirtschaft auf der anderen Seite auf. Die Betreiber solcher Anlagen können aufgrund ihrer geringen Größe in der Regel nicht direkt am Strommarkt auftreten, so dass der Zusammenschluss zu Angebotspools nötig ist. Durch die Vernetzung sollen die Nachteile einzelner Technologien ausgeglichen und Synergiepotenziale erschlossen werden. Ein virtuelles Kraftwerk ist somit kein Stromerzeuger, sondern ein Dienstleister, der einerseits als Stromhändler - bzw. unter den derzeitigen gesetzlichen Gegebenheiten als Direktvermarkter von Strom aus regenerativer Erzeugung im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) – agiert, andererseits aber auch aktives Fahrplanmanagement der angeschlossenen Anlagen mit dem Ziel der Gewinnmaximierung zum Vorteil aller Beteiligten betreibt. Die Erzeugungsanlagen befinden sich dabei nicht im Eigentum des virtuellen Kraftwerks, sondern gehören Privatpersonen oder anderen Unternehmen. Die Kooperation findet über individuelle vertragliche Vereinbarungen statt. Im Rahmen dieser Arbeit soll die Wirtschaftlichkeit dieses Konzeptes aus Betreibersicht an einem beispielhaft konzipierten virtuellen Kraftwerk unter Berücksichtigung energiepolitischer Entwicklungen und regulatorischer Unsicherheiten mit Hilfe der Vermögensendwertmethode untersucht werden. Dazu erfolgt zunächst in den Kapiteln zwei und drei die Darstellung der relevanten energiewirtschaftlichen Zusammenhänge und der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen. Anschließend wird in Kapitel vier aus diesen Vorbetrachtungen und auf Grundlage von Expertenbefragungen ein Geschäftsmodell in Abhängigkeit von den beteiligten Akteuren abgeleitet.¹ Aufbauend auf diesen Erkenntnissen erfolgt im fünften Kapitel eine beispielhafte Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerkes, wobei zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und verschiedener Alternativszenarien untersucht werden, um eine sachgemäße Interpretation der Ergebnisse zu ermöglichen. Zeitpunkt der Betrachtungen mit den entsprechend gültigen gesetzlichen Regelungen ist der 31.12.2013.

¹ Da Virtuelle Kraftwerke nach der getroffenen Definition prinzipiell beliebige erneuerbare Erzeugungsanlagen kombinieren können, muss eine Einschränkung vorgenommen werden, die eine greifbare Wirtschaftlichkeitsrechnung ermöglicht, ohne sich zu weit von der Realität zu entfernen.

2 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Im Folgenden soll ein Überblick über die Struktur und die Mechanismen des Strommarktes gegeben werden, um daraus in den anschließenden Kapiteln Chancen und Risiken für den Betrieb virtueller Kraftwerke ableiten zu können.²

2.1 Struktur und Organisation des Energienetzes

Die Frequenz des Stromes im europäischen Netz liegt bei einem Wert von $50 \pm 0,05$ Hertz, so lange Stromerzeugung und -verbrauch exakt übereinstimmen. Weichen sie voneinander ab, verlässt die Frequenz diesen für die Funktion elektrischer Geräte und Anlagen wichtigen Sollwertbereich.³ Daraus ergeben sich erhebliche Herausforderungen für die Stromnetze. Da die Speicherung elektrischer Energie technisch nicht in ausreichendem Umfang möglich ist, muss die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch angepasst werden.⁴ Um dies zu gewährleisten, sind eine komplexe Organisation und genaue Aufgabenverteilung der beteiligten Akteure sowie ein System von Ausgleichsmechanismen notwendig. Das Energienetz der Bundesrepublik ist Bestandteil des von der „Union for the Coordination of the Transmission of Electricity“ (UCTE) koordinierten Europäischen Verbundnetzes. Es ist eingeteilt in vier Regelzonen, für die jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind namentlich die TenneT TSO GmbH, die 50Hertz Transmission GmbH, die Amprion GmbH und die TransnetBW GmbH.



Abbildung 1: Regelzonen der vier großen Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland

Quelle: Vgl. Berkel (2013).

² Vgl. ausführlich zur Liberalisierung des Strommarktes in Europa und Deutschland z.B. Konstantin (2013), S. 81 ff.

³ Vgl. Konstantin (2013), S. 468.

⁴ Vgl. zur Problematik der Speicherung von elektrischer Energie z.B. Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 228 f.; Quaschnig (2013), S. 218 ff.

Sie sind gemäß § 20 Abs. 1 EnWG verpflichtet, in ihrem Versorgungsgebiet allen Netznutzern einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren. In jeder Regelzone sind von Netznutzern nach § 4 StromNZV so genannte Bilanzkreise zu bilden. Ein Bilanzkreis enthält alle Einspeise- und Entnahmestellen der ihn bildenden Nutzer und wird von einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) verwaltet. Der BKV hat auf Basis der Lastverbrauchsdaten viertelstündlich gerasterte Fahrpläne für die Erzeugungsleistung in seinem Bilanzkreis zu erstellen und dem Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Er ist zuständig für eine ausgeglichene Energiebilanz. Gemäß § 12 StromNZV werden dazu für Abnehmer im Bilanzkreis mit Lastaufnahmen von über 100.000 kWh pro Jahr die tatsächlichen Lastgänge registriert („leistungsgemessene Kunden“). Für kleinere Abnehmer werden Prognosen auf Grundlage von Lastprofilen erstellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind somit immer über die geplanten Erzeugungsleistungen und Lastgänge informiert. Den Übertragungsnetzen nachgelagert werden in Deutschland durch ca. 900 Energieversorgungsunternehmen weitere Verteilnetze betrieben, die die Energie auf regionaler Ebene verteilen.⁵ Die verschiedenen Netze werden in unterschiedlichen Spannungsebenen betrieben.⁶ Einen Überblick über die Ebenen gibt die folgende Abbildung:

Spannungsebene	Spannung in kV	Zweck
Höchstspannung	220 - 380	Überregionale Energieübertragung
Hochspannung	60 - 220	Verteilung zu regionalen Verbrauchsschwerpunkten
Mittelspannung	6 - 60	Verteilung innerhalb einzelner Stadt- oder Landbezirke
Niederspannung	0,4	Versorgung von Häusern und Gewerbebetrieben

Abbildung 2: Spannungsebenen des Stromnetzes der Bundesrepublik Deutschland

Die Übertragungsnetze werden auf Höchstspannungsebene betrieben, um Leitungsverluste über lange Strecken möglichst gering zu halten. Verteilnetze verwenden in der Regel Spannungen von 110 kV bis 0,4 kV. Abhängig von der Erzeugungsleistung bzw. Leistungsaufnahme von Kraftwerken und Lasten werden diese an unterschiedlichen Anschlussstellen bzw. an verschiedenen Spannungsebenen an das Stromnetz angeschlossen.

2.2 Lastprofile und Lastarten

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben und nach EnWG vorgeschrieben wird für Stromabnehmer mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh ein spezifisches Standardlastprofil zugrunde gelegt. Diese repräsentativen Profile werden vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. veröffentlicht und bilden ein typisches Verbrauchsverhalten einzelner Abnehmergruppen („Lastprofilkunden“) im viertelstündlichen Raster über den Tag ab. Sie sind dabei auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh standardisiert. Für verschiedene Gewerbetypen, Landwirtschaftsbetriebe und Haushalte gibt es jeweils ein separates

⁵ Vgl. dazu auch Konstantin (2013), S. 463 ff.

⁶ Vgl. ausführlich Konstantin (2013), S. 454 ff.

Standardlastprofil. In Abbildung 3 ist das Lastprofil H0 (Haushalte allgemein) für die Sommermonate im Zeitraum 15.05. - 14.09. dargestellt.

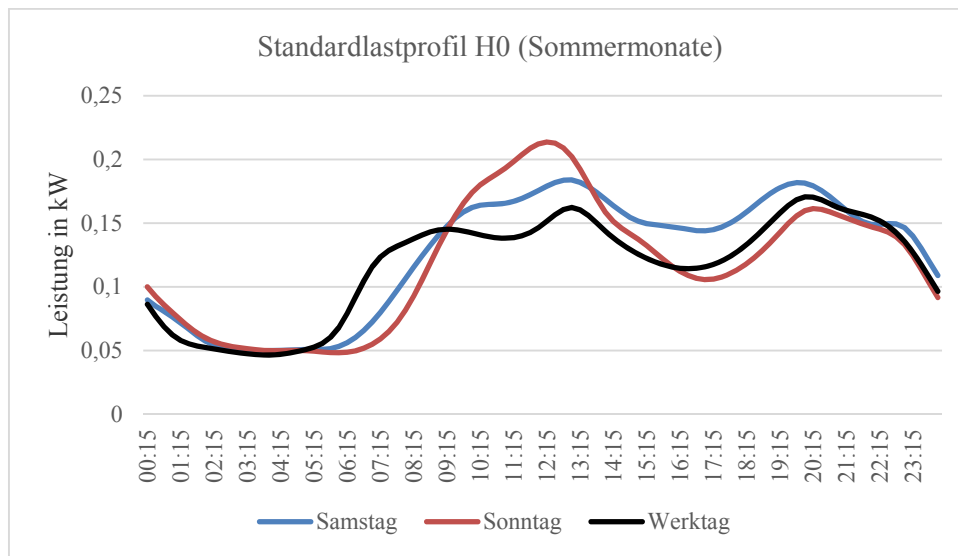


Abbildung 3: Standardlastprofil H0 für die Sommermonate (15.05. - 14.09.)

Quelle: Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH (2013), siehe Anhang 1

Die Stromnachfrage schwankt deutlich erkennbar im Tagesverlauf. Ein gewisser Wert wird jedoch nie unterschritten: die so genannte Grundlast. Das Profil H0 zeigt darüber hinaus von 09:00 bis 23:00 Uhr einen erhöhten Leistungsbedarf. Dieser Bereich lässt sich detaillierter einteilen in die Mittellast und die vor allem in den Zeiträumen von ca. 09:00 bis 14:00 Uhr und von 19:00 bis 22:00 Uhr noch darüber liegende Spitzenlast. Zwei für die Charakterisierung von Kraftwerken wichtige Begriffe sind die der Stromgestehungskosten und der Volllast- bzw. Vollbenutzungstunden. Stromgestehungskosten beschreiben die Kosten der Umwandlung der eingesetzten Primärenergie zu elektrischer Energie. Volllaststunden sind ein rechnerischer Vergleichswert und beschreiben die Anzahl der Stunden im Jahr, die ein Kraftwerk unter Nennleistung (installierte Leistung) betrieben werden müsste, um die gleiche Jahresarbeit zu verrichten, die rückblickend tatsächlich erbracht wurde. Man unterscheidet regelbare Kraftwerke nach Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken.⁷ Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über deren Merkmale:

⁷ Vgl. Konstantin (2013), S. 286.

	Grundlast-Kraftwerk	Mittellast-Kraftwerk	Spitzenlast-Kraftwerk
Volllaststunden	> 7.000 h	4.500 h bis 5.500 h	< 1.250 h
Merkmale	Hohe Fixkosten, geringe variable Kosten der Erzeugung, lange Anfahrzeiten, durchgängiger Betrieb	Kostenstruktur zwischen Grund- und Spitzenlast-Kraftwerk	Geringere Fixkosten, hohe variable Kosten, sehr kurze Anfahrzeiten, schnelle Reaktion auf Preissignale
Zweck	Konstante und günstige Deckung der durchgängigen Grundlast	Abfahren der Bedarfschwankungen im Tagesverlauf zu moderaten Preisen	Deckung von Lastspitzen zu hohen Preisen durch hohe Flexibilität
Beispiele	Kern-, Steinkohle- und große Braunkohlekraftwerke	Kleinere und mittelgroße Braunkohlekraftwerke	Gasturbinen-, Öl- und Pumpspeicherkraftwerke

Abbildung 4: Unterscheidung der Kraftwerkstypen

Quelle: Konstantin (2013), S. 286

Kraftwerke unterscheiden sich abhängig von ihrer Erzeugungstechnologie in der Einsatzflexibilität und Regelbarkeit. Während fossilthermische Anlagen, wie beispielsweise Stein- und Braunkohlekraftwerke, bedarfsgerecht gesteuert werden können, ist das Stromangebot aus erneuerbaren Energien wie Wind- und Photovoltaikanlagen vollständig abhängig von externen Einflüssen und kann nur schwer prognostiziert werden. Diese Problematik ist einer der Kernaspekte der Energiewende, denn die auftretenden Lastflüsse müssen vom Netz beherrscht werden. Virtuelle Kraftwerke könnten durch die zentrale Koordination solcher Anlagen zur kontrollierten Integration der erneuerbaren Energien in die Netze beitragen.

2.3 Aufbau des Strommarktes

Der Stromhandel kann grundsätzlich über eine Börse oder in bilateralen Geschäften („over the counter“), beispielsweise zwischen Erzeugern und Energieversorgungsunternehmen, erfolgen. Der größte Teil des Stromes in Deutschland wird zwar außerbörslich gehandelt,⁸ trotzdem hat der Börsenpreis eine bedeutende Signalfunktion für den restlichen Markt.⁹ Ein Handelsteilnehmer, der die Möglichkeit zum Börsenhandel hat, wird keinen Preis akzeptieren, der ihn demgegenüber schlechter stellt.¹⁰ Der Handel lässt sich generell unterteilen in Spot- und Termingeschäfte.

⁸ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 48.

⁹ Vgl. Konstantin (2013) S. 56; Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013), S. 93.

¹⁰ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 49; von Roon/Huck (2010), S. 2.

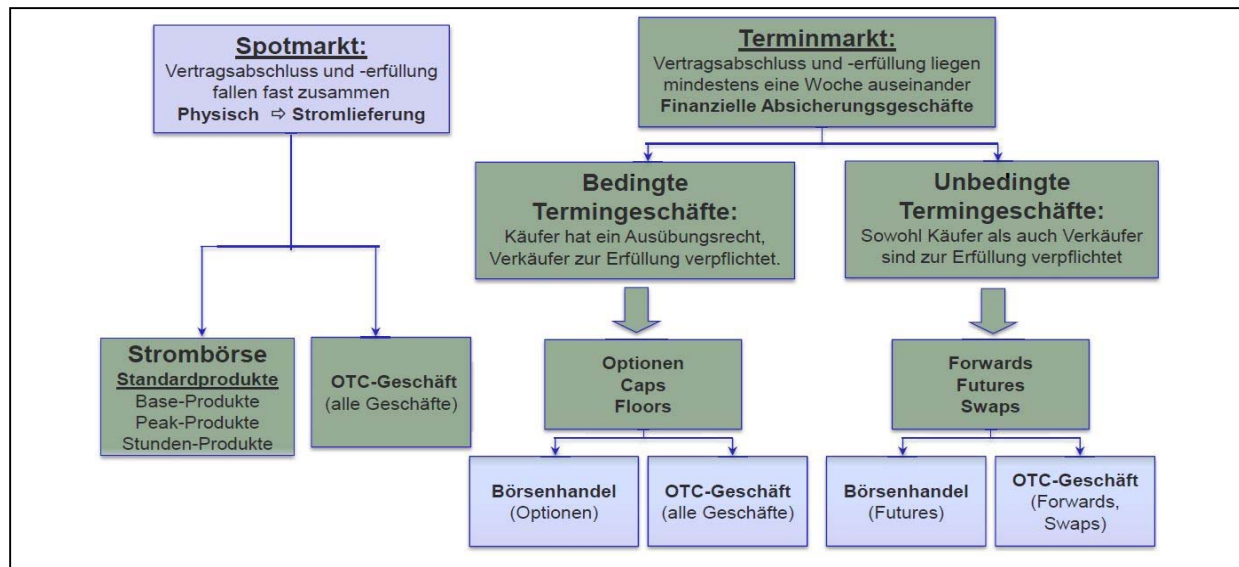


Abbildung 5: Geschäfte und Produkte im Stromhandel

Quelle: Konstantin (2013), S. 48

Die bedeutendste und liquideste Energiebörse ist die European Energy Exchange in Leipzig (EEX). Am Spotmarkt der EEX werden unter anderem Strommengen für einzelne Stunden jeden Tages gehandelt, so genannte Stundenkontrakte. Für die Direktvermarktung erneuerbarer Energien nach dem EEG unter Nutzung der Marktpremie kommt den Preisen dieser Stundenkontrakte eine gesetzlich festgeschriebene Rolle zu, denn die Prämie wird anhand ihrer Monatsdurchschnitte berechnet.¹¹ Im Rahmen einer seit 2008 bestehenden Kooperation der EEX mit der französischen Powernext SA haben beide Unternehmen ihre Spotmärkte zusammengelegt und betreiben dazu die Tochtergesellschaft EPEX Spot SE mit Sitz in Paris. Über diese Tochter werden sämtliche Spotmarktgeschäfte für Frankreich und Deutschland sowie für Österreich und die Schweiz abgewickelt. Am Spotmarkt werden Geschäfte getätigt, deren physische Erfüllung noch am selben Tag (Intraday) oder am Folgetag zu leisten ist (Day Ahead). Der Day-Ahead-Handel hat den Charakter einer Auktion. Bis 12:00 Uhr jedes Handelstages können Gebote für Stundenkontrakte abgegeben werden. Im Intraday-Handel dagegen wird fortlaufend geboten. Sobald Gebote ein ausführbares Geschäft ergeben, wird dieses abgewickelt.¹² Am Terminmarkt liegt die Geschäftserfüllung in der Zukunft. Es handelt sich also um längerfristige Verträge, in der Regel mit dem Zweck der Absicherung von Preisrisiken (Hedging).¹³ Im Rahmen dieser Arbeit ist besonders der Day-Ahead-Spotmarkt von Bedeutung, daher soll dessen Funktionsweise im Folgenden erklärt werden.

2.4 Merit Order und Preisbildung des Auktionenhandels

Alle am Spotmarkt teilnehmenden Erzeuger bieten ihren Strom zu den kurzfristigen Grenzkosten ihrer Produktion an. Die Angebotskurve ergibt sich daher aus der aufsteigend sortierten Grenzkostenkurve aller

¹¹ Die Darstellung der genauen Berechnung der Marktpremie erfolgt in Abschnitt 3.3.

¹² Vgl. Konstantin (2013), S. 49 ff.

¹³ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013), S. 93.

anbietenden Kraftwerke und wird als Merit Order bezeichnet.¹⁴ Die Nachfragekurve basiert auf der Gesamtheit der Lastprofil- und leistungsgemessenen Kunden. Der Market Clearing Price (MCP) ist der höchste Preis, zu dem an der Börse noch ein Handel zustande kommt, also der Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve. Alle Anbieter, die ihren Strom zu einem niedrigeren Preis als dem MCP anbieten, die also links des Schnittpunktes in der Merit Order stehen, können ihn verkaufen, alle anderen Anbieter nicht.¹⁵ Es werden alle Geschäfte zum MCP abgewickelt. Die Gewinnmarge der Anbieter ist damit die Differenz aus den kurzfristigen Grenzkosten ihrer Erzeugung und dem MCP. Diese Art der Preisbildung sorgt dafür, dass die Nachfrage immer mit dem am günstigsten produzierten Strom gedeckt wird. Die Merit Order determiniert somit die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Der Vorrang der festvergüteten Einspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen gemäß § 8 Abs. 1 EEG beeinflusst diesen Mechanismus.¹⁶ Ein erheblicher Teil der Nachfrage wird durch sie bereits gedeckt. Dadurch werden konventionelle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten der Stromerzeugung verdrängt, die Angebotskurve verschiebt sich nach rechts und der Strompreis an der Börse sinkt. Dies wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet.¹⁷ Abbildung 6 stellt den Merit-Order-Effekt mit der Verschiebung der Angebotskurve qualitativ dar.

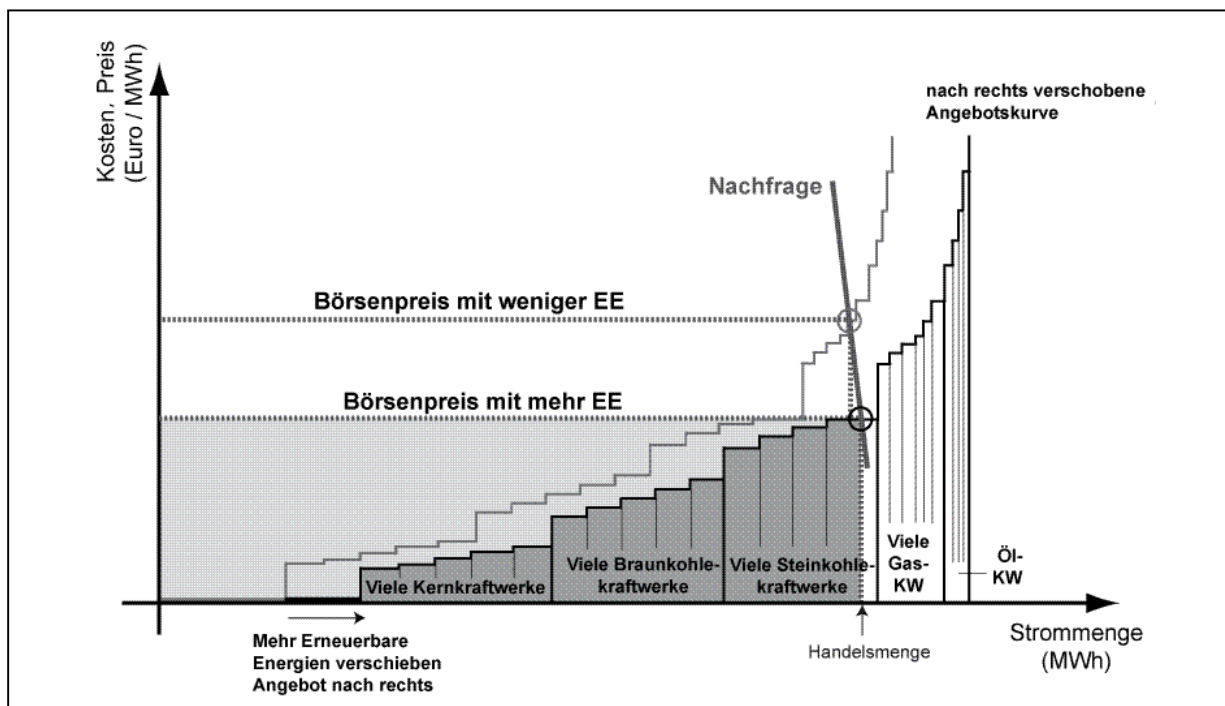


Abbildung 6: Qualitative Darstellung der Merit Order
 Quelle: Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (2010)

Für die Einordnung in die Merit Order sind die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung entscheidend, also vor allem die Brennstoffkosten. Das bedeutet, dass die Investitionskosten der Anlagen keine Berück-

¹⁴ Vgl. von Roon/Huck (2010), S. 1.

¹⁵ Vgl. Kranner/Sharma (2013), S. 62.

¹⁶ Der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien wird in Abschnitt 3.2 genauer betrachtet.

¹⁷ Vgl. von Roon/Huck (2010), S. 5; Kranner/Sharma (2013), S. 62.

sichtigung finden. Da Photovoltaik- und Windkraftanlagen keine Brennstoffkosten aufweisen, sind sie gegenüber fossilthermischen Kraftwerken im Vorteil. Auch ohne gesetzlichen Einspeisevorrang würden sie sich bei Vermarktung am Spotmarkt zu Beginn der Merit Order einreihen.¹⁸

2.5 Peak-Shaving

Peak-Shaving bedeutet die Ausnutzung der Schwankungen des Strompreises im Tagesverlauf an der Börse und bietet ein Potenzial zur Erlössteigerung des virtuellen Kraftwerks.¹⁹ Wie im Abschnitt 2.2 dargestellt und aus den Lastprofilen ersichtlich ist, existieren bestimmte Tageszeiten mit sehr hohem Strombedarf. Diese Spitzenlastzeiten sind wegen der hohen Preise besonders attraktiv für den Verkauf von Strom. Die folgende Grafik illustriert dies anhand der Monatsdurchschnittspreise und mittleren Handelsvolumina für Stundenkontrakte im November 2013 an der EPEX Spot SE.

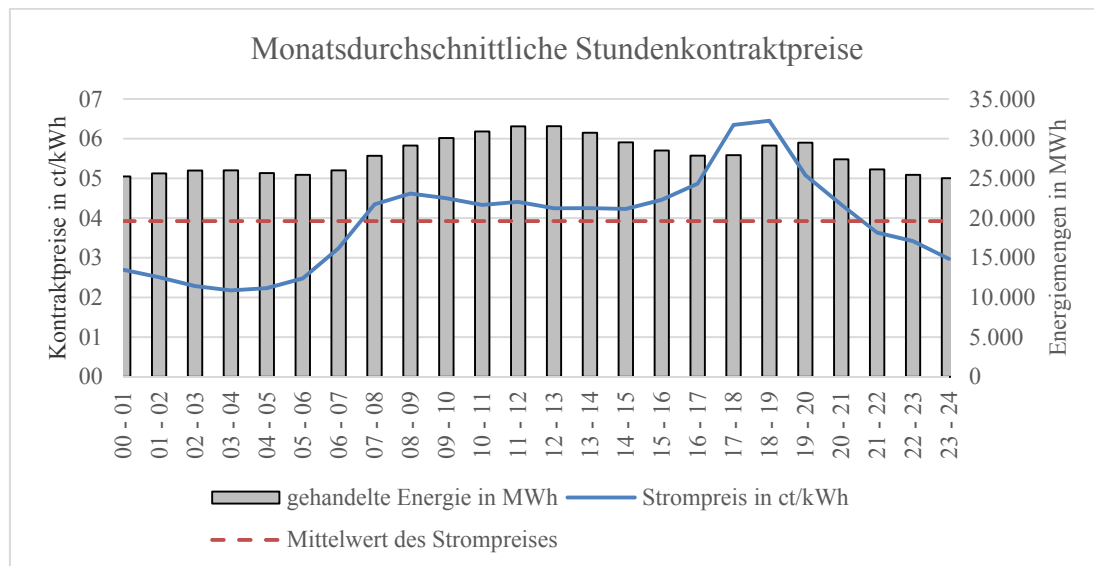


Abbildung 7: Stundenkontraktpreise und Handelsmengen für Strom an der EPEX Spot SE (November 2013)

Quelle: Vgl. die Daten der EPEX Spot SE, siehe Anhang 2

Gelingt es, den Strom zu Spitzenlastzeiten zu verkaufen, kann ein deutlich höherer Preis erzielt werden. Das Tagesmittel aller Stundenkontrakte in der Abbildung liegt bei 3,9216 ct/kWh. Der durchschnittliche Preis der zwölf teuersten Stunden beträgt dagegen 4,8328 ct/kWh. Durch Verlagerung des Stromverkaufs in diese 12 Stunden ließe sich in diesem Monat somit ein Preisvorteil von 0,9113 ct/kWh erzielen.²⁰ Dem virtuellen Kraftwerk kommt in diesem Zusammenhang die Aufgabe zu, die Fahrpläne der Stromerzeugungsanlagen zu optimieren, welche die nötige Flexibilität besitzen, um die Strommengen gebündelt zu Spitzenpreiszeiten am Markt anzubieten.

¹⁸ Vgl. zu dieser Problematik z.B. Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 249 ff.

¹⁹ Vgl. Arndt/von Roon/Wagner (2006), S. 3.

²⁰ Die Berechnung erfolgte auf Grundlage der in Anhang 2 beigefügten Daten.

2.6 Systemdienstleistungen und Regellenergie

Die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Fahrpläne der BKV zur Bedarfsprognose sind stets mit Unsicherheiten behaftet und lediglich viertelstündlich ausgewiesen. Der tatsächliche Energiebedarf schwankt aber zu jedem Zeitpunkt. Zudem besteht immer die Gefahr von Ausfällen einzelner Erzeuger sowie der Zuschaltung großer Lasten mit Auswirkungen auf das gesamte Netz. Solche kurzfristigen Störeinflüsse bewirken nicht nur Spannungsschwankungen, sondern auch eine Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert in Höhe von 50 Hertz. Für die Versorgungssicherheit ist es daher notwendig, eine so genannte Regelleistung vorzuhalten, um auf die Schwankungen reagieren zu können. Die Regelung erfolgt in Abstufungen in Form von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve.²¹ Als Primärreserve halten einige Kraftwerke zu jeder Zeit im Normalbetrieb 3% bis 5% ihrer Leistung zurück. Bei Auftreten einer Störung wird diese automatisch innerhalb von 15 bis 30 Sekunden zur Verfügung gestellt. Betreffende Kraftwerke müssen also äußerst flexibel und exakt steuerbar sein. Um diese kurzfristige Reaktionsfähigkeit nach ihrem Einsatz schnell wiederzuerlangen, wird die Primärreserve innerhalb von dreißig Sekunden – ebenfalls automatisch – von der Sekundärreserve abgelöst. Diese Sekundärreserve wird von in Teillast betriebenen Kraftwerken in der Regelzone bereitgestellt. Sie muss mindestens eine Stunde lang abgerufen werden können und stützt den geplanten Energieaustausch der Regelzone mit dem übrigen Verbundnetz. Die Minutenreserve löst die Sekundärreserve nach spätestens 15 Minuten ab, wird manuell aktiviert und in der Regel von Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt. Für diese Regellenergien ist der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Darüber hinaus wird nach Ablauf einer Stunde eine „Stundenreserve“ in Anspruch genommen, deren Einsatz in der Verantwortung des BKV liegt. Die Abbildung 6 zeigt das Zusammenspiel der verschiedenen Regelungsarten. Neben der Vorhaltung zusätzlicher Energie („positive Regellenergie“) gibt es auch die Möglichkeit, Kraftwerke bei entsprechendem Bedarf herunterzufahren oder weitere Lasten hinzuzuschalten. Dies wird als negative Regellenergie bezeichnet.

²¹ Vgl. dazu im Folgenden Konstantin (2013), S. 468 ff.

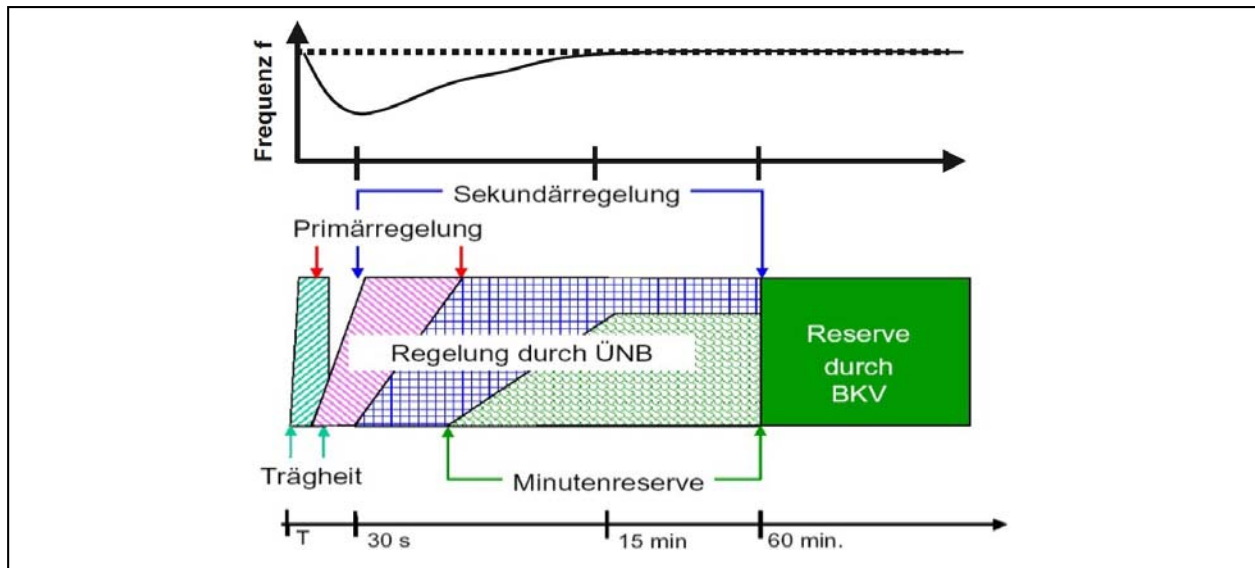


Abbildung 8: Zusammenspiel der Regelungsarten

Quelle: Konstantin (2013), S. 469

Regelleistung und Regelenergie sind klar voneinander zu trennende Begriffe. Regelleistung stellt die Möglichkeit von Anlagen dar, kurzfristig ihre Erzeugungsmenge zu verändern. Erst wenn ein Übertragungsnetzbetreiber durch die Netzsituation bedingt tatsächlich eine Ausregelung anfordert, wird die Erzeugung auch angepasst. Die abgerufene Leistung multipliziert mit der Abrufdauer ergibt die Regelenergie.²² Beides wird separat vergütet: die Vorhaltung zu einem Leistungspreis, der Abruf über einen Arbeitspreis. Die Beschaffung von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt über Ausschreibungen auf einer gemeinsamen Plattform²³ wöchentlich für die Primär- und Sekundärregelung und täglich für Minutenreserve. Sekundär- und Minutenreserve können getrennt positiv und negativ angeboten werden, Primärregelleistung immer nur symmetrisch. Zur Teilnahme an diesen Ausschreibungen müssen Bedingungen erfüllt und in einem so genannten Präqualifikationsverfahren²⁴ nachgewiesen werden. Diese technischen Spezifikationen werden vom Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) festgelegt.²⁵ Die Höhe der präqualifizierbaren Leistung hängt davon ab, wie schnell der Anbieter seine Erzeugung verändern kann. Bei der Primärregelung sind die Kosten für technische Realisation sehr hoch, die Fahrplananpassung muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig und zuverlässig abgeschlossen sein und erfordert demnach hohe Anpassungsgeschwindigkeiten. Betreiber von kleinen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien können diese Anforderungen aufgrund der komplexen und teuren technischen Umsetzung sowie der Mindestangebotsgrößen für die Regelleistung in der Regel nicht erfüllen. Die Anforderungen der Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind dagegen weniger streng.²⁶ Der Zusammenschluss zu Angebotspools

²² Die Erbringung von Regelenergie bedeutet die Abweichung einer Anlage von ihrem normalen Fahrplan.

²³ <https://www.regelleistung.net>

²⁴ Vgl. VDN (2007), S. 3.

²⁵ Vgl. dazu VDN (2007), S. 4 ff.

²⁶ Vgl. zu den einzelnen Anforderungen VDN (2007), S. 4 ff.

für die Überschreitung der Mindestangebotsgrößen ist explizit erlaubt.²⁷ Damit ermöglicht ein virtuelles Kraftwerk die Erfüllung der Bedingungen für die Beteiligung am Regenergiemarkt und eröffnet große Potenziale für Kleinanlagenbetreiber.

2.7 Entwicklungen im deutschen Strommarkt

Die Energiewirtschaft in Deutschland und die damit verbundenen Märkte unterliegen zurzeit einem schnellen Wandel, vorrangig ausgelöst durch die gesetzlichen Vorgaben im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung, welche eine Reduktion der Treibhausgasemissionen, des Primärenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs sowie eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und am Endenergieverbrauch (Strom, Wärme und Kraftstoffe) zum Ziel haben.²⁸ Mit der Einführung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) am 1. April 2000 sollten eine nachhaltige Energieversorgung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes gewährleistet und damit fossile Brennstoffe, wie Öl, Erdgas oder Kohle, geschont werden. Infolge dieser Vorgaben lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2012 bei 22,8%.²⁹ Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch seit 1990:

Jahr	1990	1995	2000	2010	2011	2012
Anteil erneuerbare Energien an der Bruttostromerzeugung	3,6%	4,7%	6,6%	16,6%	20,2%	22,8%

Abbildung 9: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2013)

Hierbei wird die deutliche Beschleunigung des Ausbaus mit der sukzessiven Einführung der gesetzlichen Subventionierung klar erkennbar. So prognostiziert der Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V., dass der Bedarf nach Stromerzeugung aus konventionellen Großkraftwerken, die mit jährlich über 8000 Volllaststunden betrieben werden und auf hohe Auslastungen angewiesen sind, sich bis 2020 ca. um die Hälfte gegenüber 2007 reduziert.³⁰ Ihre Auslastung und damit ihre Wirtschaftlichkeit verringern sich mit dem Zubau der erneuerbaren Energien. Es erfolgt also eine Verdrängung der konventionellen Grundlastkraftwerke durch die regenerative Stromerzeugung.³¹ Der Einspeisevorrang und die geringen Stromgestehungskosten der regenerativen Stromerzeugung haben zudem über den Merit Order Effekt das Sinken des Strompreises im Großhandel an der Strombörse zur Folge.³² Wie in Abschnitt 2.4 erläutert, verschiebt

²⁷ Vgl. zu den einzelnen Anforderungen VDN (2007), S. 5.

²⁸ Vgl. zum aktuellen Stand der Ziele Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010), S. 5 ff.

²⁹ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2013a), S. 28.

³⁰ Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (2009), S. 9.

³¹ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 28.

³² Vgl. Sensfuß (2011), S. 15; von Roon/Huck (2010), S. 5; Fürsch/Malischek/Lindenberger (2012), S. 23.

sich die gesamte Stromangebotskurve nach rechts,³³ wodurch die teuersten konventionellen Kraftwerke, ihrer Natur nach meist Spitzenlastkraftwerke, ebenfalls vom Markt gedrängt werden. Die großen europäischen Energieversorger als Betreiber von konventionellen Kraftwerken sehen sich in ihrer Marktmacht bedroht, wie sie durch geschlossene Appelle an die nationale und europäische Politik zum Ausdruck bringen.³⁴ Der steigende Anteil nicht regelbarer und unsicherheitsbehafteter Erzeugungsanlagen (Wind- und Sonneneinstrahlungsprognosen) bei gleichzeitiger Verdrängung von kurzfristig anfahrbaren Spitzenlastkraftwerken und der konstanten Grundlastversorgung führt insgesamt zu einer Schwächung der Versorgungssicherheit, zu erhöhten Belastungen der Netze und zu einem steigenden Bedarf an Regelernergie.³⁵ Die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung erfordert einerseits den Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen. So muss der in den Offshore-Windparks im Norden erzeugte Strom zu den Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland gelangen.³⁶ Andererseits bietet sie aber auch das Potenzial, durch verbrauchsnahe und nachfrageorientierte dezentrale Erzeugung den Transport von elektrischer Energie zumindest teilweise überflüssig zu machen. Virtuelle Kraftwerke können als Lösungsmöglichkeit für einige der genannten Herausforderungen dienen, indem sie als gesteuerte Verbünde von einzelnen regenerativen Erzeugungsanlagen die Regelbarkeit und Nachfrageorientierung in der Erzeugung bewirken. So schlussfolgert der Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. in einer Simulationsstudie zur Stromversorgung im Jahr 2020, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor nach 2020 nur weitergehen kann, wenn schon heute Anreize für regenerative Kombikraftwerke geschaffen werden.³⁷ Auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft sieht in virtuellen Kraftwerken ein Instrument „zur Reduzierung des Ausgleichsbedarfes, zur Netzentlastung, zum zusätzlichen Angebot von Systemdienstleistungen sowie zur Versorgungssicherheit“.³⁸

³³ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 28.

³⁴ Vgl. <http://de.euronews.com/2013/10/11/stromkonzerne-draengen-bruessel-zu-reformen/> (Abruf am 11.02.2014).

³⁵ Vgl. Kranner/Sharma (2013), S. 65.

³⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 16.

³⁷ Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (2009), S. 9.

³⁸ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010), S. 2.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Der deutsche Strommarkt im Allgemeinen sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland durch verschiedene Gesetze und Verordnungen geregelt, welche vor allem auf den Netzan-schluss und die Vergütung abzielen und somit direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Energieerzeugungsformen und die potentiellen Geschäftsfelder eines virtuellen Kraftwerks besitzen.³⁹

3.1 Gesetzliche Grundlagen

Der grundlegende Rahmen der Energiewirtschaft wird vom Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vorgegeben. Dessen Hauptzweck ist gemäß § 1 Abs. 1 EnWG „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungs-gebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ sowie nach § 1 Abs. 2 EnWG die „Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität“. Unter anderem definiert das Gesetz die Rollen und Verpflichtungen einzelner Akteure und Aufsichtsbehörden, reguliert Netzbetrieb und -zugang und schreibt eine Entflechtung vertikal integrierter Energieversorger sowie mit solchen Energieversorgern verbundener selbstständiger Netzbetreiber vor. Dazu erfolgt eine organisatorische, informatorische, buchhalterische und operationelle Trennung, die die Ausnutzung natürlicher Monopole und die Quersub-ventionierung einzelner Unternehmensbereiche verhindern soll.⁴⁰ Darüber hinaus wird die besondere Behandlung erneuerbarer Energien im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz -EEG) geregelt. Das EEG trat am 1. April 2000 in Kraft und löste das bis dahin gültige Stromeinspeisegesetz (StromEinspG) ab, welches erstmals Regelungen zur Abnahme und Vergütung von regenerativ erzeugter Energie durch Energieversorgungsunternehmen enthielt. Im Jahr 2009 wurden erste Elemente der Direktvermarktung in Form des § 17 EEG in das Gesetz integriert, nur waren diese bei weitem nicht so umfangreich.⁴¹ Mit der letzten Fassung 2012, welche in Verbindung mit dem ab 1. April 2012 in Kraft getretenen Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsener-gie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien (sogenannte Photovoltaik-Novelle) seit dem 1. Januar 2012 gilt, wurde ein eigenständiger Teil zur Direktvermarktung und Systemintegration mits-

³⁹ Vgl. für eine Übersicht zu den einzelnen gesetzlichen Regelungen im Bereich der erneuerbaren Energien die Informationen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, welche unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/gesetze-verordnungen/> (Abruf am 04.12.2013) verfügbar sind.

⁴⁰ Vgl. dazu auch Theobald/Nill-Theobald (2013), S. 318.

⁴¹ So durften gemäß § 17 Abs. 1 EEG (2009) Betreiber kalendermonatlich ihren erzeugten Strom an Dritte veräu-ßern, solange sie vor Monatsbeginn den zuständigen Netzbetreiber über die Direktvermarktung informieren. Wie auch weiterhin gemäß EEG (2012) gültig, entfiel damit der Anspruch auf Einspeisevergütung und die Zeiträume der Direktvermarktung wurden auf den festgeschriebenen Vergütungszeitraum angerechnet. Des Weiteren bestand gemäß § 17 Abs. 2 EEG (2009) die Möglichkeit einer anteiligen Direktvermarktung. Demnach wird der nicht direkt vermarktete Strom nach § 16 EEG (2009) vergütet, wenn der Betreiber dem Netzbetreiber im vo-rangegangenen Monat den gewünschten Prozentsatz des direkt vermarkteten Stroms anzeigt und dieser auch nach-weislich eingehalten wurde. Gemäß § 17 Abs. 3 EEG (2009) wird dem Betreiber das Recht zum monatlichen Wechsel der Vermarktungsformen zugesprochen, solange dieser den Netzbetreiber rechtzeitig informiert. Auch diese Regelung wurde in das EEG (2012) übertragen.

amt einer Markt- und Flexibilitätsprämie eingeführt, „um das Zusammenspiel von verschiedenen Erzeugungsarten, Speichern und Stromverbrauchern zu optimieren und Strom bedarfsgerecht zu erzeugen.“⁴² Statt der grundsätzlichen quantitativen Förderung zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Erzeugung rückt infolgedessen immer mehr die Wirtschaftlichkeit und Marktintegration der Anlagen in den Fokus. Die Fassung von 2012 setzt auch erstmals Grenzen der Festvergütung für die Photovoltaik fest. So wird gemäß § 20b Abs. 9a EEG ein Gesamtausbauziel für die geförderte Photovoltaik in Deutschland in Höhe von 52 Gigawatt verankert. Sobald diese installierte Leistung erreicht ist, erhalten neu installierte Photovoltaikanlagen in Deutschland keine Vergütung mehr. Die Degression der Vergütung bei Photovoltaikanlagen orientiert sich zudem im Unterschied zu den anderen Energieerzeugungsformen mit dieser Fassung am Fortschreiten des Ausbaus und verringert sich mit der in Deutschland installierten Gesamtleistung. Das EEG erfährt gemäß § 65 EEG in Abständen von jeweils vier Jahren, erstmals am 31.12.2014, durch die so genannten Erfahrungsberichte der Bundesregierung eine Evaluierung und auf Basis der darin enthaltenen wissenschaftlichen Bewertungen turnusmäßig eine Novellierung. Zudem muss gemäß § 65a EEG das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) der Bundesregierung jährlich Bericht über den Ausbau der erneuerbaren Energien erstatten. Da die Regelungen des EEG entscheidende Faktoren für die Wirtschaftlichkeit virtueller Kraftwerke darstellen, sollen diese im Folgenden genauer betrachtet werden.

3.2 Einspeisevorrang, Anschlusspflicht und Festvergütung von Strom aus erneuerbaren Energien

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich und vorrangig anzuschließen. Nach § 5 Abs. 4 EEG i.V.m. § 9 EEG besteht diese Anschlusspflicht sogar dann, wenn für den Anschluss das bestehende Netz bis hin zur 110 kV – Hochspannungsebene zunächst optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss. Dazu wird in § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG die vorrangige Abnahme des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes festgeschrieben. Danach ist er unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen, sofern nicht im Sinne des § 11 EEG die Versorgungssicherheit gefährdet wird. Mit diesen Regelungen garantiert der Gesetzgeber Betreibern regenerativer Stromerzeugungsanlagen umfassende Planungssicherheiten und schafft so wirksame Anreize für den Zubau der erneuerbaren Energien im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Diese Bevorzugungen gelten auch dann, wenn der Strom direkt vermarktet wird und bieten somit bei der Teilnahme am Stromhandel Wettbewerbsvorteile für Betreiber virtueller Kraftwerke gegenüber konventionellen Kraftwerken. Die einzelnen Vergütungssätze für die Stromerzeugung mit Hilfe erneuerbaren Energien werden in den §§ 16 bis 33 EEG nach den Erzeugungstechnologien aufgeschlüsselt und in Bezug auf Voraussetzungen, Dauer und Höhe in Verbin-

⁴² Theobald/Nill-Theobald (2013), S. 499.

dung zum Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)⁴³ geregelt. Die Dauer des Festvergütungsanspruches beträgt gemäß § 21 Abs. 1 und 2 EEG unabhängig von der Erzeugungstechnologie 20 Kalenderjahre ab dem Moment der ersten Netzeinspeisung von ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom. Die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten Vergütungen gelten gemäß § 20 Abs. 1 EEG jeweils für die ganze Vergütungsdauer. Dabei sind für alle Anlagen, in denen Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas erzeugt wird, mit Ausnahmen von Strom aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik), gemäß § 20 EEG jährlich sinkende Vergütungssätze für neu installierte Anlagen zu berücksichtigen. Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gibt das EEG mit den §§ 20a EEG und 20 b EEG detailliertere Vorgaben zu den Vergütungssätzen für neu installierte Anlagen in Abhängigkeit vom getätigten Zubau von geförderten Photovoltaikanlagen in Deutschland. Die Höhe der Vergütungssätze schwankt je nach Erzeugungstechnologie.⁴⁴

3.3 Direktvermarktung unter Nutzung der Marktprämie

Der durchschnittliche Handelspreis aller Stundenkontrakte am Day-Ahead Spotmarkt der EPEX Spot SE lag im November 2013 bei 3,9216 ct/kWh, der höchste Durchschnittspreis einer einzelnen Stunde in diesem Zeitraum betrug 6,4509 ct/kWh (18-19 Uhr).⁴⁵ Die Vergütungssätze des EEG für die in Anhang 3 dargestellten Beispielanlagen liegen damit deutlich über den am Markt erzielbaren Preisen, sodass der Verkauf an der Strombörse ohne weitere Förderung keine ökonomische Alternative zur Festvergütung darstellt. Außerdem ist davon auszugehen, dass der Großhandelsstrompreis durch den in Abschnitt 2.4 beschriebenen Merit Order Effekt weiter fällt. Um die Marktintegration der erneuerbaren Energien zu fördern, hat der Gesetzgeber daher in den §§ 33a bis 33i EEG Anreize zur Direktvermarktung geschaffen. Direktvermarktung bedeutet gemäß § 33a Abs. 1 EEG die Veräußerung des Stromes aus erneuerbaren Energien an Dritte, sofern er durch ein Netz geleitet wird (§ 33a Abs. 2 EEG). Das beinhaltet auch den Verkauf von Strom an der Börse. Strom, der gemäß § 33a Abs. 2 EEG in „unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ von Dritten verbraucht wird, gilt demnach nicht als direktvermarktet. Dritte umfasst in diesem Kontext Abnehmer, die nicht Netzbetreiber sind. Bei der Direktvermarktung verzichtet der Erzeuger gemäß § 33e EEG auf die gesetzliche Einspeisevergütung, um dafür andere Vorteile in Anspruch nehmen zu können. Der direkt vermarktete Strom muss gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 3 und 4 EEG im viertelstündlichen Raster gemessen und in einem Bilanzkreis mit ausschließlich auf derselben Art vermarktetem Strom bilanziert werden. Nach § 33d EEG besteht Wahlfreiheit zwischen der Festvergütung und der Direktver-

⁴³ Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung können in Abhängigkeit vom verwendeten Brennstoff entweder unter die Vergütungsregelungen des EEG oder des KWKG fallen. So liegt der Anwendungsbereich des KWKG gemäß § 2 S. 1 KWKG bei Kraftwerken mit KWK-Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen, so dass KWK-Strom, der gemäß § 16 des EEG vergütet oder gemäß § 33 b Nr. 1 oder 2 des EEG in der jeweils geltenden Fassung direkt vermarktet wird, nicht in den Anwendungsbereich des KWKG fällt.

⁴⁴ Vgl. für realitätsnahe Beispiele zu den Vergütungssätzen der verschiedenen Technologien Anhang 3. Allen Anlagen wurde eine Inbetriebnahme im Dezember 2013 zugrunde gelegt. Die Rechnung und weitere getroffene Annahmen sind im Anhang 3 beigefügt.

⁴⁵ Vgl. die Daten der EPEX Spot SE im Anhang 2.

marktung, der Wechsel zwischen diesen Formen kann zum ersten Kalendertag jeden Monats erfolgen. Es ist nach § 33f EEG sogar möglich, nur einen Teil des erzeugten Stromes direkt zu vermarkten und den übrigen Strom festvergüten zu lassen. Für direkt vermarkteten Strom wird dem Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Marktprämie (MP) gezahlt. Die Kosten dafür werden als Teil der EEG-Umlage auf Endverbraucher umgelegt. Die Prämie bewirkt, dass der Erzeuger nicht weniger Erlöse erzielt als durch Festvergütung, sofern er seinen Strom im Mittel mindestens zu einem Referenzmarktwert (RW) veräußern kann. Die entsprechende Berechnung ist in Anlage 4 des EEG beschrieben. Sie erfolgt monatlich rückwirkend. Danach lautet die Vorschrift:

$$MP = AW - RW$$

Hierbei entspricht AW als „anzulegender Wert“ nach § 33h EEG dem Festvergütungssatz der Anlage. Der Referenzmarktwert (RW) ist die Differenz aus dem tatsächlichen Marktwert (MW) des Stroms und einer Managementprämie P_M . Vereinfacht dargestellt berechnet sich die Marktprämie daher als:

$$MP = AW - (MW - P_M)$$

Die Höhe dieser Managementprämie ist spezifisch für verschiedene Erzeugungstechnologien in der Anlage 4 des EEG festgelegt. Sie soll gemäß Nr. 1.1 der Anlage 4 des EEG die Kosten der Börsenzulassung, Handelsanbindung, Transaktionen, der IT-Infrastruktur, der Prognoseerstellung und der Prognoseabweichungen erstatten. Die Ermittlung des Marktwertes des Stroms ist ebenfalls in Anlage 4 zum EEG beschrieben. Für regelbare Erzeuger, wie beispielsweise Biogas- und Wasserkraftanlagen, ist er gemäß Nr. 2.1.1 der Anlage 4 des EEG als Monatsmittelwert aller Stundenkontraktpreise am Spotmarkt der Leipziger EEX (EPEX Spot SE) definiert. Für Strom aus solarer Strahlungsenergie und Windkraft (Offshore und Onshore separat) werden die Preise der Stundenkontrakte gemäß Nr. 2.2.2, 2.3.3 und 2.4.2 der Anlage 4 des EEG mit den in jeder Stunde durch die entsprechende Erzeugungstechnologie eingespeisten Strommengen gewichtet. Da die solaren Einstrahlungswerte in der Mittagszeit in der Regel am höchsten liegen und damit der meiste Solarstrom zu dieser Spitzenlastzeit erzeugt wird, fallen diese hochpreisigen Stundenkontrakte bei der Ermittlung des Marktwertes für Solarenergie beispielsweise besonders ins Gewicht. Nach Nr. 3 der Anlage 4 des EEG sind die vier Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, unter anderem die Markt- und Referenzmarktwerte des Stroms auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl gemessener Referenzanlagen monatlich nach Erzeugungstechnologien aufgeschlüsselt zu veröffentlichen. Zu diesem Zweck wurde eine gemeinsame Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber eingerichtet.⁴⁶ Die Erlöse der Stromerzeuger setzen sich zusammen aus dem Verkaufspreis (VP) und der Marktprämie.

$$Erlös = VP + MP = VP + AW - MW + P_M$$

⁴⁶ <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm>

Wenn ein Stromerzeuger an der Börse als Verkaufspreis im Monatsmittel gerade den Marktwert seines Stromes erreicht ($VP = MW$), dann liegen seine Erlöse aus Verkaufspreis und Marktpremie genau in Höhe der EEG-Vergütungssätze zuzüglich der Managementprämie.

$$VP + MP = AW + P_M.$$

Ein flexibler Erzeuger kann seine Erlöse durch Peak-Shaving darüber hinaus steigern. Erreicht er einen höheren durchschnittlichen Verkaufspreis, ergibt sich die Differenz aus diesem Verkaufspreis und dem Börsendurchschnittspreis als zusätzlicher Erlös. Es gilt dann:

$$VP + MP = AW + (VP - MW) + P_M$$

Liegt der mittlere tatsächliche Verkaufspreis allerdings unterhalb des Marktwertes, verringern sich die Erlöse. Der Betreiber wäre schlechter gestellt als in der Festvergütung.

3.4 Flexibilitätsprämie

Betreibern von Biogasanlagen kann bei Direktvermarktung ihrer gesamten Strommenge zusätzlich eine Flexibilitätsprämie (FP) gezahlt werden. Hintergrund dieser Prämie ist, dass eine nachfrageorientierte Fahrweise der technisch gut steuerbaren Anlagen oft wirtschaftliche Nachteile mit sich bringt, weil die produzierte Strommenge stark reduziert werden müsste. Daher sollen gemäß § 33i Abs. 1 EEG zur „Gewährleistung einer bedarfsorientierten Stromerzeugung“ finanzielle Anreize für den Ausbau steuerbarer erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen bei anschließendem Betrieb in nachfrageorientierter Fahrweise geschaffen werden. Beim Ausbau einer bestehenden Biogasanlage wird die zusätzlich installierte Leistung P_{Zusatz} gefördert. Die Prämie berechnet sich kalenderjährlich nach Abschnitt 2.1 der Anlage 5 des EEG über folgende Formel:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} * KK * 100 \frac{ct}{\text{€}}}{P_{Bem} * 8760 h}$$

Die Kapazitätskomponente KK ist nach Punkt 2.3 der Anlage 5 zum EEG auf 130 €/kW festgelegt. Die zusätzliche Leistung P_{Zusatz} berechnet sich nach Punkt 2.2 der Anlage 5 des EEG als

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} * P_{Bem}),$$

wobei der Korrekturfaktor f_{Kor} für Biomethan 1,6 und für alle anderen Biogase 1,1 beträgt. P_{inst} stellt die installierte Leistung nach § 3 Nummer 6 EEG in Kilowatt dar. Umso geringer die Bemessungsleistung P_{Bem} ist (zu umso weniger Volllaststunden im Jahr die Anlage also betrieben wird), desto höher fällt die Zusatzleistung und damit die Flexibilitätsprämie aus. Entscheidend sind aber auch die weiteren Bedingungen. P_{Zusatz} ist gemäß Nr. 2.2 Satz 2 der Anlage 5 des EEG auf 50% der nach der Erweiterung installier-

ten Anlagenleistung begrenzt. Die Verringerung der Auslastung ist also nur bis zum Erreichen dieser Grenze vorteilhaft. Sie muss zudem bei mindestens 20% liegen, sonst entfällt die Prämie gemäß § 33i Abs. 1 Nr. 2 EEG, Nr 2.2 Satz 2 der Anlage 5 des EEG. Bei Nachfragespitzen mit hohen Börsenstrompreisen wird die Anlage daher inklusive der zusätzlich installierten Leistung in Volllast betrieben, bei niedriger Nachfrage nur in Teillast – die gewünschte Nachfrageorientierung wird erreicht. Anspruch auf die Zahlungen besteht gemäß § 33i Abs. 2 und 4 EEG für bis zu 10 Jahre.⁴⁷

4 Konzeptionierung eines virtuellen Beispielkraftwerks

In diesem Kapitel wird auf Basis der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien für Strom aus erneuerbaren Energien und ihren spezifischen Eigenschaften unter Berücksichtigung der in den Kapiteln 2 und 3 erläuterten Aspekte beispielhaft ein Modell für das operative Geschäft eines virtuellen Beispielkraftwerks entwickelt,⁴⁸ für welches in Kapitel 5 eine Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt wird.

4.1 Vorteilsgarantie der Anlagenbetreiber

Anlagenbetreiber können, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, ihren erzeugten Strom ohne Preisrisiko zu den festgelegten Vergütungssätzen an die Netzbetreiber verkaufen. Alternativ besteht die Möglichkeit, dass sie eine Direktvermarktung des erzeugten Stroms unter Nutzung des Marktprämienmodells verfolgen. Dort würden sie schon dann eine Verbesserung ihrer Erlössituation erzielen, wenn beim Verkauf des erzeugten Strom lediglich der anlagenspezifische Referenzmarktwert ($MW - P_M$) übertroffen wird. Die Einzeldirektvermarktung von Anlagenbetreibern ist in der Regel aufgrund der geringen Angebotsgrößen nicht gegeben,⁴⁹ so dass der Zusammenschluss zu Angebotspools nötig ist. Die Koordination solcher Angebotspools erfolgt über virtuelle Kraftwerke. Anlagenbetreiber werden jedoch nur dann langfristig am virtuellen Kraftwerksbetrieb teilnehmen, wenn sie mit dauerhaften Mehrerlösen rechnen können. Damit muss den Anlagenbetreibern zu jeder Zeit mindestens der anlagenspezifische Referenzmarktwert für den gesamten erzeugten Strom garantiert werden.⁵⁰ Infolgedessen übernimmt das virtuelle Kraftwerk das Preisrisiko der Stromvermarktung, denn sollte der anschließend erzielte Durchschnittsverkaufspreis unter dem garantierten Einkaufspreis liegen, trägt es die Verluste. Im Rahmen dieser Arbeit wird den Betreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für ihren gesamten erzeugten Strom ein fixer Grundpreis in Höhe des entsprechenden Marktwertes (MW) gezahlt. Ihr Mehrerlös liegt damit zunächst in Höhe der Managementprämie P_M , von der allerdings ein vertraglich vereinbarter Anteil an das

⁴⁷ Die zusätzlichen Mehreinnahmen aus der Prämie reichen nach Informationen von befragten Experten in der Regel aus, um die zunächst notwendigen Investitionen in Gasspeicher und zusätzliche Generatorenleistung zu finanzieren und darüber hinaus durch die marktorientierte Erzeugung die Erlössituation zu verbessern.

⁴⁸ Die Ausführungen basieren unter anderem auf Befragungen verschiedener Betreiber von Virtuellen Kraftwerken und Energiewirtschaftsexperten.

⁴⁹ Vgl. die Ausführungen in Abschnitt 2.6.

⁵⁰ So auch die Aussagen befragter Experten.

virtuelle Kraftwerk abgetreten wird.⁵¹ Hinzu kommen erfolgsabhängige Zusatzvergütungen aus den Geschäften an Börse und Regenergiemarkt. Die folgende Abbildung verdeutlicht qualitativ die durch die Teilnahme am virtuellen Kraftwerk möglichen Erlössteigerungen für die Anlagenbetreiber:

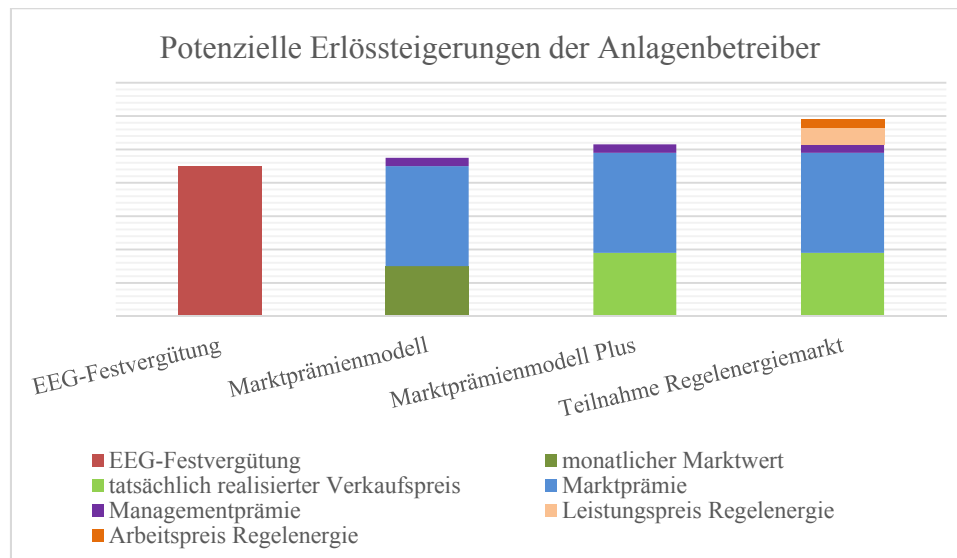


Abbildung 10: Qualitative Darstellung des Erlöspotenzials durch Direktvermarktung und Regenergiemarkt

Quelle: PWC (2012), S. 35

Fall 1 repräsentiert die EEG-Festvergütung. In Fall 2 ist dargestellt, dass die Erlöse bei Nutzung des Marktprämienmodells um die Managementprämie steigen, wenn der Strom exakt zum Marktwert verkauft wird. Der Fall „Marktprämienmodell Plus“ zeigt die Verbesserung durch die erfolgsabhängigen Zusatzvergütungen aus dem Börsenhandel. Dabei wird unterstellt, dass das virtuelle Kraftwerk durch Peak-Shaving den Marktwert des Stroms beim Verkauf im Mittel überbieten kann. Im letzten Fall kommen schließlich die anteiligen Erlöse aus dem Regenergiemarkt hinzu. Das virtuelle Kraftwerk stellt hierbei das notwendige Knowhow zur Verfügung und ermöglicht es den Anlagenbetreibern indirekt, den Stromvertrieb über die Börse und die Erfüllung der in Abschnitt 2.6 beschriebenen Bedingungen für die Teilnahme am Regenergiemarkt zu realisieren. Dadurch erhöht sich für die Betreiber die Erzeugungsflexibilität bei gleichzeitiger Erschließung von Märkten, die einem einzelnen Kleinanlagenbetreiber nicht zugänglich wären. Im Gegenzug erhält das virtuelle Kraftwerk als Dienstleister Anteile an den erzielten Erlösen.⁵²

⁵¹ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁵² So auch die Aussagen befragter Experten.

4.2 Kategorisierung der verwendeten Stromerzeugungsanlagen im virtuellen Beispielkraftwerk

4.2.1 Überblick

Es existiert eine Vielzahl verschiedener regenerativer und dezentraler Stromerzeugungstechnologien, die sich jeweils durch Vor- und Nachteile auszeichnen. Auf eine genaue Darstellung der einzelnen Anlagentypen soll im Rahmen dieser Arbeit verzichtet werden. Hier sei auf die entsprechende Fachliteratur verwiesen.⁵³ Alle Anlagen sind in unterschiedlichen Größen im Sinne der installierten Leistungen denkbar. Im Rahmen der Berechnungen können nicht alle real existierenden Anlagenmöglichkeiten berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurden Erzeugerkategorien definiert und mit spezifischen Eigenschaften versehen. Die zugewiesenen Eigenschaften bestimmen dabei maßgeblich die Vermarktungsmöglichkeiten und die resultierenden Zahlungsströme der Berechnung. Die folgende Abbildung führt die verwendeten Anlagenkategorien für das virtuelle Kraftwerk mit allen Eigenschaften auf:

Kategorie	I Photo- voltaik Freifläche	II Biogas ohne Flexi- bilitäts- prämie	III Biogas mit Flexi- bilitäts- prämie	IV Wind- kraft 30	V Wind- kraft 10	VI Netz- ersatz- anlagen	VII Wasser- kraft
präqualifizierbar	nein	ja	ja	nein	nein	ja	ja
installierte Leistung in kW	4.000	500	1.000	30.000	10.000	2.000	700
Auslastung jährlich	≈11,06%	80,00%	40,00%	≈17,67%	≈17,67 %	-	≈50,23%
Bemessungsleistung	-	400	480	-	-	-	825
Regelbarkeit positiv	0%	15%	60%	0%	0%	100%	0%
Regelbarkeit negativ	0%	50%	50%	0%	0%	0%	40%
Angebot MRL positiv (kW)	0	60	288	0	0	2.000	0
Angebot MRL negativ (kW)	0	200	240	0	0	0	140
Jahresstromertrag in MWh nach Standardfahrplan	3.876	3.504	3.504	46.440	15.480	0	3.080
möglicher Preisvorteil Strombörse	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	-	0,0
Managementprämie 2013	0,750	0,275	0,275	0,750	0,750	-	0,275
Managementprämie 2014	0,650	0,250	0,250	0,650	0,650	-	0,250
Managementprämie ab 2015	0,500	0,225	0,225	0,500	0,500	-	0,225
Anteil des virtuellen Kraft- werks an der MP	40%	65%	65%	40%	40%	-	50%
Akquise- und Vertriebskos- ten	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €
Anschlusskosten Fernwirk- und Kommunikationstechnik	500 €	4.500 €	4.500 €	500 €	500 €	4.500 €	4.500 €
Anzahl	5	70	40	2	5	5	30
installierte Leistung kumu- liert	40.000	35.000	48.000	60.000	50.000	10.000	21.000

Abbildung 11: Erzeugungskategorien

⁵³ Vgl. zu den technischen Grundlagen von regenerativen Energiesystemen z.B.. Quaschning (2013); Watter (2013); Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2013).

Die Präqualifizierbarkeit sagt aus, ob die Anlagen der Kategorie grundsätzlich an Regelleistungsausschreibungen teilnehmen können.⁵⁴ Diese Entscheidung obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Für regelbare Anlagen wurde auf Grundlage von Schätzwerten der Auslastung eine Bemessungsleistung errechnet. Diese rechnerische Größe gibt an, auf welcher durchschnittlichen Leistung die Anlagen gefahren werden, wenn man konstanten Betrieb in allen 8.760 Stunden des Jahres unterstellt. Die prozentualen Regelbarkeiten stellen eine geschätzte Quantifizierung der Möglichkeit zur kurzfristigen Steigerung bzw. Verringerung der Erzeugungsleistung dar und beziehen sich auf die Bemessungsleistungen. Sie geben an, in welchem Umfang die Leistung gegenüber dem Standardfahrplan innerhalb des Minutenreservezeitfensters von 15 Minuten verändert werden kann. In diese Überlegung ist die Auslastung nach Standardfahrplan einzubeziehen, denn in welchem Rahmen eine Anlage ihre Erzeugung verändern kann, hängt zu jedem Zeitpunkt auch vom Betriebszustand ab. Daher resultiert aus der Multiplikation der Regelbarkeiten mit den Bemessungsleistungen die durchschnittlich abgebbare Angebotsgröße für die positive und negative Minutenreserve. Der jährlich zu erwartende Stromertrag nach Standardfahrplan lässt sich teilweise nur schwer prognostizieren. Er ergibt sich aus der Bemessungs- oder aus der installierten Leistung sowie aus weiteren technologiespezifischen und stochastischen Einflussgrößen. Der im Börsenhandel erzielbare Preisvorteil ist ein geschätzter mittlerer Betrag in ct/kWh, um den der Marktwert des Stroms beim Verkauf überboten werden kann. Er hängt vor allem davon ab, wie gut die Verlagerung der Erzeugungsleistung im Tagesverlauf (unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten) erfolgt. Die gesetzliche Managementprämie ist ein gemäß Anlage 4 des EEG für die Jahre 2013, 2014 und ab 2015 separat geregelter, technologieabhängiger Geldbetrag in ct, der dem Anlagenbetreiber für jede vermarktete kWh zusätzlich vom Netzbetreiber gezahlt wird.⁵⁵ Für Windkraft und Photovoltaik wird Fernsteuerbarkeit⁵⁶ der Anlagen gemäß § 3 Managementprämienverordnung (MaPrV) unterstellt, sodass für die Höhe der Prämien § 2 Abs. 2 MaPrV zur Geltung kommt. Andernfalls würden sie geringer ausfallen. Der Anteil des virtuellen Kraftwerks an der Managementprämie gibt an, wie diese unter dem Anlagenbetreiber und dem Stromhändler aufgeteilt wird. Er bewegt sich vertragsindividuell in Abhängigkeit von Erzeugungstechnologie, Anlagengrößen und Vertragslaufzeiten zwischen 30% und 80%.⁵⁷ Die Vertriebskosten fallen bei der Akquise der Betreiber zum Beitritt in den Erzeugungspool an. Anschlusskosten für Fernwirk- und Kommunikationstechnik sind abhängig davon, ob eine Anlage Regelenergie erbringen soll oder nicht. Der technische Anschluss ist dann komplexer und daher teurer.⁵⁸ Die kumulierte installierte Leistung ergibt sich aus der Leistung einer Anlage der Kategorie und der Anzahl der verwendeten Anlagen. Die in der Tabelle genannten Anlagenzahlen bilden die Kombination für das Basisszenario der Berechnung. Im Folgenden werden die Kategorien und die ihnen zugewiesenen Werte erläutert.

⁵⁴ Die Ausschreibungsmechanismen werden in Abschnitt 4.3.1 erläutert.

⁵⁵ Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt 3.3.

⁵⁶ Mit Fernsteuerbarkeit ist vor allem die technische Möglichkeit zur Herrunterregelung der Anlagen durch Netzbetreiber oder Direktvermarkter bei drohender Überlastung der Netze gemeint.

⁵⁷ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁵⁸ So auch die Aussagen befragter Experten.

4.2.2 Kategorie I – Photovoltaik Freifläche

Der Stromertrag bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist abhängig von den Einstrahlungswerten und kann nur begrenzt prognostiziert werden. Obwohl die Regelbarkeit technisch möglich ist, können Solarparks bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht präqualifiziert werden.⁵⁹ Das entscheidende Gut dieses Marktes ist Flexibilität, welche diese Technologie in der Erzeugung nicht zuverlässig bieten kann. Die angesetzte Regelbarkeit in positive und negative Richtung beträgt daher 0%. Das Erzeugungsprofil der Photovoltaik weist zu Spitzenlastzeiten die höchste Erzeugungsleistung auf. Dies stellt einen technologiebedingten Vorteil dar, der höhere Erlöse gegenüber dem Durchschnittspreis der Stundenkontrakte ermöglicht. In die Berechnung des Referenzmarktwertes für die Marktprämien der PV-Anlagen gehen allerdings nicht die Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot SE ein, sondern der höher liegende Marktwert von Solarstrom. Die Folge ist eine geringere Marktprämie. Um den Anlagenbetreibern ihren Vorteil zu garantieren, muss ihnen also dieser höhere Marktwert MW_{Solar} als fixer Grundpreis pro kWh gezahlt werden.⁶⁰ Es entsteht daher aus dem Erzeugungsprofil kein categoriespezifischer Handelsvorteil. Der exakte Stromertrag von PV-Anlagen ist neben den absoluten Einstrahlungswerten beispielsweise abhängig vom Wirkungsgrad und der Ausrichtung der Module sowie von der Möglichkeit der Nachführung dieser Ausrichtung zum Sonnenstand. Außerdem schwankt er im Jahresverlauf. In Anhang 4 sind die Einspeisemengen von Solarstrom an vier Stichtagen im Tagesverlauf abgebildet. Bei durchschnittlichen 969 Volllaststunden aller deutschen Photovoltaikanlagen im Jahr 2012⁶¹ ergibt sich mit einer Auslastung von ca. 11,06% für eine Anlagenleistung von 4 Megawatt ein jährlicher Stromertrag von 3.876 MWh. Bei der Nutzung der Photovoltaik ist zu beachten, dass der jährliche Stromertrag bedingt durch die Alterung der Solarmodule einer Degression unterliegt. Sie wird für die Berechnung sehr konservativ zu jährlich 1% des Ausgangswertes angesetzt.⁶²

4.2.3 Kategorie II – Biogas ohne Flexibilitätsprämie

Biogasbetriebene Blockheizkraftwerke haben den grundsätzlichen Vorteil der Regelbarkeit. Theoretisch können die Fahrpläne dieser Anlagen vollständig bedarfsgerecht angepasst und ausgelegt werden, was gesamtwirtschaftlich wünschenswert wäre. Für den Anlagenbetreiber ist dies aber durch die Reduktion der produzierten Strommenge augenscheinlich nicht sinnvoll. Wenn die gesamte Erzeugung so verlagert wird, dass Strom täglich nur zu den zwölf Stunden der höchsten Kontraktpreise erzeugt und verkauft wird, dann kann damit gerechnet werden, den Durchschnittspreis der Stundenkontrakte (Marktwert des Stroms regelbarer Anlagen) um ca. 0,7 ct/kWh zu überbieten.⁶³ Dagegen würde rechnerisch die halbe Tagesstromerzeugung entfallen. Der Preisvorteil kann diese große Mengenreduktion nicht kompensieren. In die Fahrpläne von Biogasanlagen wird durch den Direktvermarkter daher nicht eingegriffen, sie orientieren

⁵⁹ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁶⁰ Vgl. dazu die Abschnitte 3.3 und 4.1.

⁶¹ Vgl. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013), S. 9; Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2013), S. 40.

⁶² Vgl. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2013), S. 39.

⁶³ So auch die Aussagen befragter Experten.

sich wegen der gekoppelten Wärmeerzeugung viel mehr am Wärmebedarf. Es bleibt somit dabei, den erzeugten Strom zu jeder Zeit vollständig aufzukaufen und zu vermarkten, wobei das virtuelle Kraftwerk einen Anteil der Managementprämie erhält. Der Durchschnittspreis der Stundenkontrakte kann so regelmäßig nicht überboten werden. Biogasanlagen sind darüber hinaus für die Partizipation am Regelenenergiemarkt präqualifizierbar. Da heutige Anlagen in der Regel technisch auf hohe Auslastungen, also möglichst viele Volllaststunden, ausgelegt sind⁶⁴, werden sie im Standardfahrplan bereits auf hohen Lasten gefahren. Positive Regelenenergie kann daher nur geringfügig erbracht werden. Es ist technisch dagegen möglich und unbedenklich, die Leistung der Anlagen in kurzer Zeit (<15 Minuten) um 50% zu reduzieren.⁶⁵ Dies bietet großes Potenzial zur Erbringung negativer Regelenenergie. Für die Kategorie wird nach Standardfahrplan eine Auslastung von 80% unterstellt. Es ergibt sich dadurch eine Bemessungsleistung von $0,8 \times 500 \text{ kW} = 500 \text{ kW}$, auf die sich die prozentuale Regelbarkeit bezieht. Der Jahresstromertrag stellt das Produkt aus Bemessungsleistung der Anlage mit der Anzahl der Stunden eines Jahres (8.760 h) dar. Für die Kategorie bedeutet dies einen Ertrag von 3.504 MWh.

4.2.4 Kategorie III – Biogas mit Flexibilitätsprämie

Um Betreibern von Biogasanlagen Anreize zu nachfrageorientierter Stromerzeugung zu schaffen, wurde vom Gesetzgeber die in Abschnitt 3.4 beschriebene Flexibilitätsprämie eingeführt. Für diese Erzeugerkategorie wird angenommen, dass die installierte Anlagenleistung von 500 kW auf 1.000 kW, also um 100% erweitert wurde. Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmeerzeugung durch entsprechende Speicher in ausreichendem Maß von der Stromerzeugung entkoppelt werden kann. Der Wärmeertrag wird für die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerkes nicht weiter betrachtet, da es ausschließlich Strom vermarktet. Die Bemessungsleistung und der Stromertrag werden bei der Erweiterungsinvestition konstant gehalten, also muss die Anzahl der jährlichen Volllaststunden um die Hälfte reduziert werden. Legt man vor der Anlagenerweiterung dieselbe Auslastung von 80% zugrunde wie bei den Biogasanlagen ohne Nutzung der Flexibilitätsprämie, so ergibt sich nach Halbierung der Volllaststunden eine Auslastung von 40%. Diese 40% der Stunden eines Jahres können nun gezielt in Tageszeiten hoher Stromnachfrage und damit hoher Preise der Stundenkontrakte verlagert werden, die problematische Mengenreduktion entfällt.⁶⁶ Es entsteht damit die Möglichkeit, das Konzept des Peak-Shavings umfangreich auszunutzen. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass der Monatsdurchschnittspreis der Stundenkontrakte um 0,7 ct/kWh überboten werden kann. Für die Vermarktung am Regelenenergiemarkt ergibt sich durch den Teillastbetrieb eine umfangreiche Kapazität für positive Regelleistung, die mit 60% der Bemessungsleistung beziffert wird. Nach wie vor können die Anlagen weiterhin kurzfristig auf 50% ihres Standardfahrplanes heruntergeregelt werden. Ein Nachteil bei der Anbindung von Biogasanlagen in ein virtuelles Kraftwerk besteht in der durch die gesetz-

⁶⁴ Vgl. auch Suttor (2009), S. 91.

⁶⁵ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁶⁶ Anzumerken ist, dass reale Fahrpläne nicht die Zustände „ein“ und „aus“ verwenden, sondern beliebig dicht gelagerte Zwischenwerte.

lichen Regelungen komplizierten Umsetzung bei meist kleinen Bemessungsleistungen. Hieraus ergibt sich ein hoher Vertriebsaufwand.⁶⁷

4.2.5 Kategorie IV und V – Windkraft 30 und Windkraft 10

Das EEG differenziert bei der Stromerzeugung aus Windkraft zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen. Letztere sind aufgrund ihrer Größe in der Lage, ihre Anlagen selbst zu vermarkten. Darum werden in dieser Erzeugungskategorie lediglich Onshore-Anlagen betrachtet. Die Übertragungsnetzbetreiber lassen die Präqualifikation von Windkraftanlagen aufgrund der Unsicherheiten bei Windprognosen wie bei Photovoltaikanlagen am Regelenenergiemarkt nicht zu.⁶⁸ Der Marktwert von Windstrom wird (analog zum Solarstrom) durch Gewichtung der Stundenkontraktpreise mit den rückblickend pro Stunde eingespeisten Windstrommengen errechnet. Er lag in der Vergangenheit stets unterhalb der durchschnittlichen Stundenkontraktpreise,⁶⁹ was darauf schließen lässt, dass Windstrom im Tagesverlauf vor allem abseits der Spitzenlastzeiten erzeugt wird. Die Erzeugungsleistung ist stets abhängig vom Winddargebot. Sie kann zwar jederzeit reduziert werden, jedoch nicht beliebig erhöht. Fahrplaneingriffe zur gezielten Verschiebung der Erzeugungsleistung in Tageszeiten höherer Stundenkontraktpreise sind daher nicht möglich. Der Marktwert des Windstroms kann nicht gezielt überboten werden. Die für das virtuelle Kraftwerk durch den Anschluss von Windparks erzielbaren Erlöse beschränken sich demnach auf den vereinbarten Anteil der Managementprämie. Der Vorteil der Anbindung von Windparks liegt in der durchschnittlichen installierten Leistung der Anlagen. Die kumulierte installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2012 betrug 30.876 Megawatt, die Anzahl der Anlagen 23.073. Das ergibt eine durchschnittliche Anlagengröße von ca. 1,34 Megawatt. Der Markt wird beherrscht von Anlagen mit Nennleistungen zwischen 2 und 3 Megawatt, die Leistungsklasse zwischen 3 und 5 Megawatt übernimmt tendenziell immer größere Marktanteile.⁷⁰ Da Windparks aus mindestens drei und in der Regel noch deutlich mehr Anlagen bestehen, werden für die Berechnung Kategorien mit einer Gesamtnennleistung von 10 Megawatt („Windkraft 10“) und 30 Megawatt („Windkraft 30“) definiert. Der Stromertrag der Windenergiekategorien wurde anhand der durchschnittlichen Volllaststunden der deutschen Onshore-Windenergieanlagen geschätzt, im Dreijahresmittel von 2009 bis 2011 ca. 1.548 h (entspricht einer Auslastung von 17,67%).⁷¹ Es ergeben sich damit für die Kategorie Windkraft 10 ein Stromertrag von 15.480 MWh und für die Kategorie Windkraft 30 entsprechend 46.440 MWh.

⁶⁷ Aktuell nutzen in Deutschland nach Aussagen befragter Experten nur ca. 200-250 Biogasanlagen die Flexibilitätsprämie.

⁶⁸ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁶⁹ Vgl. <http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm> (Abruf am 03.12.2013).

⁷⁰ Vgl. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013), S. 7.

⁷¹ Vgl. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013), S. 35.

4.2.6 Kategorie VI – Netzersatzanlagen

Netzersatzanlagen⁷² stellen die Stromversorgung an Orten sicher, an denen ein Ausfall der öffentlichen Versorgung schwerwiegende Folgen hätte, beispielsweise in Flughäfen oder Krankenhäusern. Ihre üblichen Größenordnungen reichen vom dreistelligen Kilowatt- bis in den Megawattbereich hinein. Netzersatzanlagen werden üblicherweise nur in Ausnahmesituationen betrieben, verursachen aber ständig Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen. Diese ständig stillstehende Generatorenleistung bietet großes Potenzial zur Erbringung positiver Regelleistung. Sie sind konstruiert, um bei Netzausfällen die Stromversorgung in kurzer Zeit wiederherzustellen, und damit sehr schnell anfahrbar.⁷³ Prinzipiell können sie ihre gesamte installierte Leistung als Regelleistung bereitstellen, möglicherweise begrenzt durch die lokalen technischen Gegebenheiten des Anschlusspunktes. Notwendig ist dafür lediglich die Vernetzung über entsprechende Fernwirktechnik. In der Rechnung werden sie aufgrund dieser Situation mit einer positiven Regelbarkeit von 100% ihrer installierten Leistung bewertet. Ein jährlicher Stromertrag existiert in diesem Sinne nicht, da die Anlagen standardmäßig nicht zur Stromerzeugung genutzt werden. Netzersatzanlagen stellen keine nach EEG förderbaren Stromerzeugungsanlagen dar. Ihre Integration in virtuelle Kraftwerke ist dennoch volkswirtschaftlich sinnvoll, da durch die Nutzung bestehender refinanzierter Anlagen „Redundanzen im konventionellen Kraftwerksbau vermieden“ werden.⁷⁴

4.2.7 Kategorie VII – Wasserkraft

In Deutschland existieren ca. 7.650 Wasserkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 4,02 Gigawatt. Die installierte Leistung der meisten Anlagen beträgt weniger als 1 Megawatt (ca. 7.300 Anlagen). Sie stehen für 8 – 10% der Erzeugungsleistung. Die 354 Großanlagen in Deutschland steuern dagegen ca. 90% bei.⁷⁵ Große Wasserkraftanlagen werden in der Regel von Energieversorgungsunternehmen betrieben, die eigene Erzeugerpools vermarkten. Daher wurde für die Erzeugungskategorie Wasserkraft eine installierte Leistung von 700 kW definiert. Bei durchschnittlich 4.400 Volllaststunden pro Jahr⁷⁶ ergibt sich mit einer Auslastung von ca. 50,23% ein Stromertrag von 3.080 MWh. Laufende Wasserkraftanlagen können bei Bedarf abgeschaltet werden und somit negative Regelleistung bereitstellen. Die Regelbarkeit wird dabei in negative Richtung mit 40% angesetzt. Da Wasserkraftanlagen entsprechend der verfügbaren Durchflussmengen auf möglichst hoher Erzeugung gefahren werden, besteht kaum die Möglichkeit zur Erbringung positiver Regelleistung.

⁷² Umgangssprachlich auch als Notstromaggregate bezeichnet.

⁷³ Vgl. Schmiedescamp (2010), S. 1.

⁷⁴ Schmiedescamp (2010), S. 2.

⁷⁵ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, verfügbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/wasserkraft/kurzinfo/> (Abruf am 12.02.2014).

⁷⁶ Vgl. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013), S. 10.

4.3 Geschäftsmodell des virtuellen Beispielkraftwerks

Für das betrachtete Geschäftsmodell des virtuellen Beispielkraftwerks wird angenommen, dass es gleichzeitig auf zwei Märkten tätig ist: dem Regenergiemarkt, auf dem man Flexibilität handelt, und dem Energiemarkt, auf welchem die produzierte Energie über die Strombörse abgesetzt wird. Das virtuelle Beispielkraftwerk beschränkt sich dabei lediglich auf die Vorhaltung und Erbringung der Minutenreserve⁷⁷ im Rahmen des Regenergiemarktes und auf den Day-Ahead Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE. Zeitpunkt der Betrachtungen mit den entsprechend gültigen gesetzlichen Regelungen ist der 31.12.2013.

4.3.1 Handel am Regenergiemarkt

Auf Basis der spezifischen Möglichkeiten der Erzeugerkategorien wird jede Anlage nach einem täglichen Standardfahrplan betrieben. Jeder Anlagenkategorie ist dabei ein jährlich zu erwartender Stromertrag zugeordnet. Am Regenergiemarkt wird die Fähigkeit vermarktet, von diesem Standardfahrplan kurzfristig abweichen zu können. Aus der Regelbarkeit der Anlagenkategorien ergibt sich eine positive und eine negative mögliche Angebotsgröße der entsprechenden Anlagen. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen mit eben diesen Leistungen bei den Übertragungsnetzbetreibern präqualifiziert sind. Die aggregierte präqualifizierte Leistung des Pools bestimmt damit die mögliche Gesamtangebotsgröße. Minutenreserve wird täglich positiv und negativ für den Folgetag in jeweils sechs Zeitscheiben von vier Stunden Dauer ausgeschrieben, die erste beginnend um 0:00 Uhr. Angeboten werden muss eine Leistung von mindestens 5 Megawatt, die bei Zuschlag in den entsprechenden vier Stunden bereitzuhalten ist. Jedes Gebot besteht aus der angebotenen Leistung, einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis. Alle abgegebenen Gebote erhalten bei der Auktion nach aufsteigendem Leistungspreis einen Zuschlag, bis die gesamte Nachfrage gedeckt ist. Dieser Gesamtbedarf wird von den Übertragungsnetzbetreibern quartalsweise dimensioniert.⁷⁸ Der Zuschlag erfolgt nach Pay-As-Bid-Prinzip. Das bedeutet, im Falle eines Zuschlags wird nicht jedes Gebot wie am Spotmarkt mit dem markträumenden Preis ausgezahlt, sondern mit dem individuell gebotenen. Die Höhe des letzten bezuschlagten Gebotes ist der Grenzleistungspreis. Der mengengewichtete Mittelwert aller bezuschlagten Leistungspreise in einer Zeitscheibe wird als deren mittlerer Leistungspreis bezeichnet. Die Gebotsstrategie am Regenergiemarkt ist entscheidend für den Handelserfolg. Für die Berechnung wird angenommen, dass stets in Höhe des mittleren Leistungspreises geboten und damit eine Zuschlagsquote von 80% erreicht wird. Es wird dabei immer die größtmögliche Leistung geboten. Dies bedeutet, dass 80% der präqualifizierten positiven und negativen Leistung des gesamten Erzeugerpools permanent als Minutenreserve bezuschlagt, vorgehalten und dem Stromhändler in jeder Zeitscheibe zu den jeweiligen mittleren Leistungspreisen vergütet werden. Die mittleren Leistungspreise für Minutenreserve sind äußerst volatil, daher sind die Erlöse aus der Regelleistungsvorhaltung nur schwer zu prognosti-

⁷⁷ Das Angebot von Primärregelleistung ist aufgrund der in Abschnitt 2.6 dargestellten Hürden nicht realisierbar. Die Teilnahme an Ausschreibungen für Sekundärregelleistung ist zwar technisch möglich und wird in der Praxis auch von Virtuellen Kraftwerken umgesetzt, kann aber aus Kapazitätsgründen in dieser Arbeit nicht abgehandelt werden.

⁷⁸ Siehe dazu <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 13.02.2014).

zieren. Um der Rechnung einen Leistungspreis zugrunde legen zu können, soll aus den Preisentwicklungen der vergangenen Jahre je ein Durchschnittswert für positive und negative Minutenreserve ermittelt werden. Die Leistungspreise variieren einerseits stark innerhalb des Tagesverlaufs und andererseits innerhalb längerer Zeiträume, wie die Abbildung 12 und Abbildung 13 verdeutlichen. Darin sind die Verläufe der mittleren Leistungspreise der Zeitscheiben an den ersten Tagen jedes Quartals des Jahres 2013 dargestellt. Zusätzlich wurde ein Mittelwert des Preises für jede Zeitscheibe aus den zwölf Monatsersten von November 2012 bis inklusive Oktober 2013 gebildet.

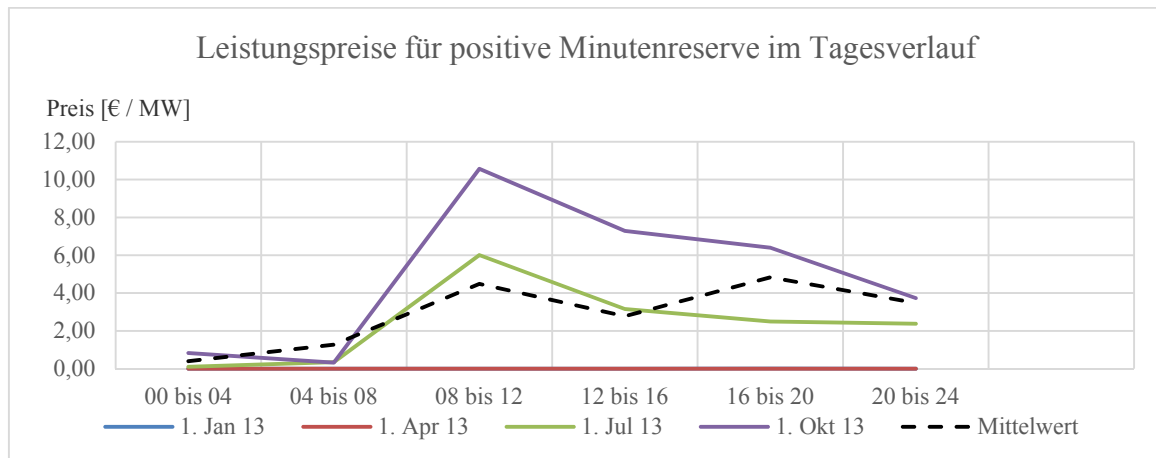


Abbildung 12: Tagesverlauf der Leistungspreise für positive Minutenreserve
Quelle: eigene Auswertung⁷⁹

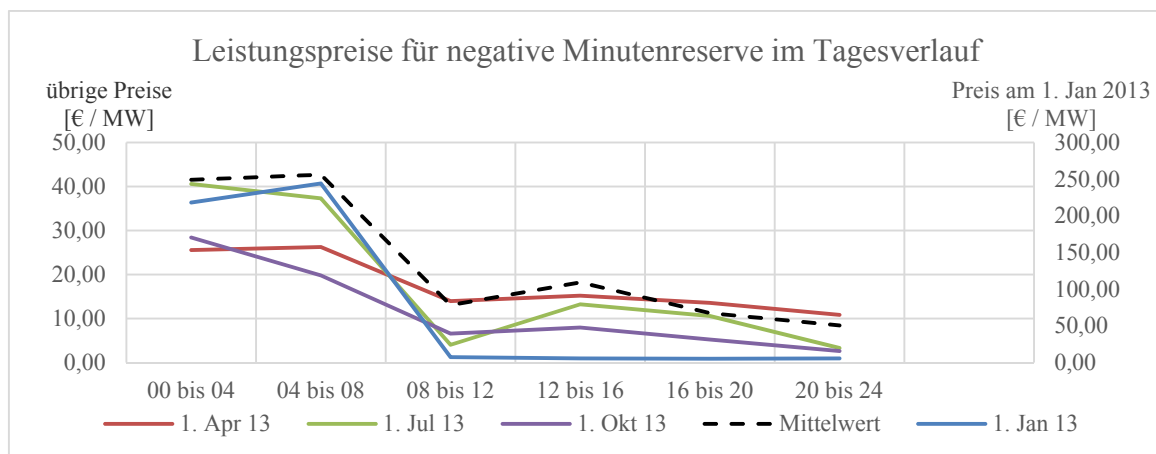


Abbildung 13: Tagesverlauf der Leistungspreise für negative Minutenreserve
Quelle: eigene Auswertung⁸⁰

Es ist deutlich sichtbar, dass positive Minutenreserveleistung (MRL) in der Tageshälfte von 8 bis 24 Uhr tendenziell teurer ist als von 0 bis 8 Uhr, die Kurven der negativen MRL erscheinen entsprechend gegen-

⁷⁹ Die Auswertung basiert auf Daten der Plattform [www.regelleistung.net](https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public), verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 21.11.2013). Siehe dazu auch die Ergebnisse in Anhang 5.

⁸⁰ Die Auswertung basiert auf Daten der Plattform [www.regelleistung.net](https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public), verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 21.11.2013). Siehe dazu auch die Daten in Anhang 5.

läufig. Die Kurve der negativen MRL für den 1. Januar 2013 wurde auf eine Sekundärachse gezeichnet, um die Erkennbarkeit der anderen Reihen zu gewährleisten. An diesem Tag traten von 0 bis 8 Uhr extrem hohe mittlere Leistungspreise von über 200 €/Megawatt auf. Zudem ist in den Grafiken zu sehen, dass manche Tageskurven in einzelnen Punkten bei mehr als 200% oder unterhalb von 50% der errechneten Mittelwerte liegen. Betrachtet man die Tagesdurchschnitte aus den mittleren Leistungspreisen der 6 Zeitscheiben, so erkennt man im Jahresverlauf deutliche Schwankungen. Die folgende Abbildung zeigt die tagesdurchschnittlichen mittleren Leistungspreise jeweils am ersten Tag des Monats von November 2012 bis November 2013.

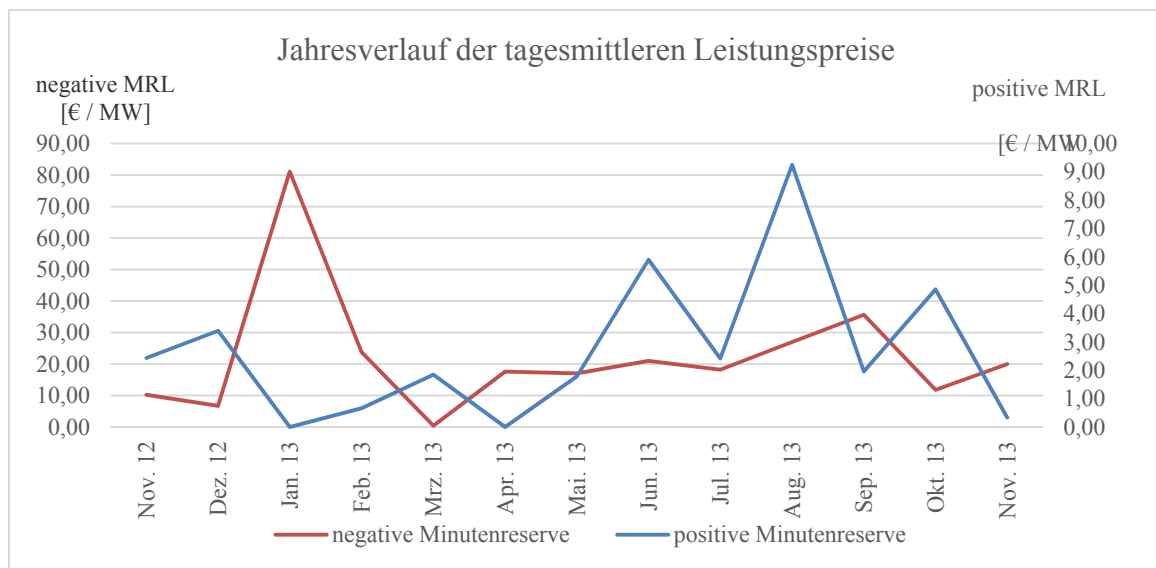


Abbildung 14: Tagesdurchschnitt der mittleren Leistungspreise im Jahresverlauf

Quelle: eigene Auswertung⁸¹

Bildet man das arithmetische Mittel aller tagesdurchschnittlichen Leistungspreise jeweils über die Kalenderjahre von 2010 bis 2013 und dazu das Vierjahresmittel des Zeitraumes, so erhält man das in Abbildung 15 dargestellte Ergebnis.

⁸¹ Die Auswertung basiert auf Daten der Plattform www.regelleistung.net, verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 21.11.2013). Siehe dazu auch die Ergebnisse in Anhang 5.

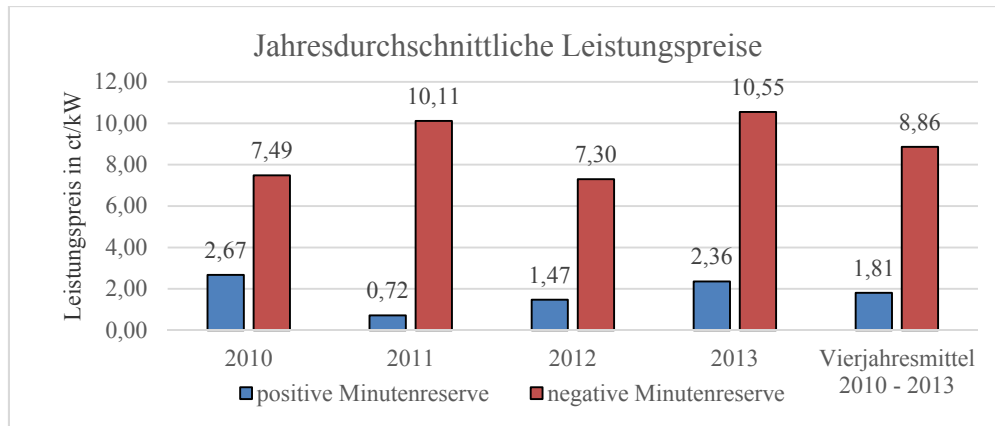


Abbildung 15: Jährliche Mittelwerte der tagesdurchschnittlichen Leistungspreise für Minutenreserve
 Quelle: eigene Auswertung⁸²

Für die Berechnung wurden die Vierjahresmittel von 1,81 ct/kW für positive und von 8,86 ct/kW für negative MRL als Leistungspreise verwendet. Die Analyse zeigt, dass aktuell die negative MRL einen deutlich höheren Preis als die positive besitzt. Ein Erklärungsansatz könnte dahingehen, dass die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien das Angebot negativer MRL verknappt, denn konventionelle Kraftwerke sind traditionelle Anbieter für negative MRL. Ein stillstehendes Kraftwerk kann keine negative MRL, dafür umso mehr positive anbieten. Das Angebot für positive MRL steigt daher entsprechend. Diese Leistungsvorhaltung hat keinen Einfluss auf die Fahrpläne der Erzeuger, denn es handelt sich lediglich um die Bereitschaft zur Fahrplanänderung. Erst wenn die Übertragungsnetzbetreiber die Minutenreserve tatsächlich benötigen und abrufen, erfolgt die Drosselung bzw. Steigerung der Erzeugungsleistung. Der Abruf von Minutenreserve in beide Richtungen erfolgt anhand der nach Arbeitspreisen aufsteigend sortierten bezuschlagten Gebote. Durch sehr hohe Arbeitspreisgebote kann also gezielt bewirkt werden, dass die Anlagenleistungen nur selten abgerufen werden und umgekehrt. Die Bezahlung der erbrachten Regelleistung erfolgt nach dem gebotenen Arbeitspreis. Die Abbildungen 16 und 17 zeigen die jährliche Abrufdauer der bezuschlagten Regelleistung in Abhängigkeit vom Arbeitspreis. Die explizit eingetragenen Abrufdauern beziehen sich auf den Arbeitspreis von 25 ct/kWh.

⁸² Die Analyse der Leistungspreise für die Minutenreserve erfolgte durch die Clean Energy Sourcing GmbH, siehe Anhang 6. Die Werte für November und Dezember 2013 sind prognostiziert. Datengrundlage sind die auf der Plattform regelleistung.net veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse.

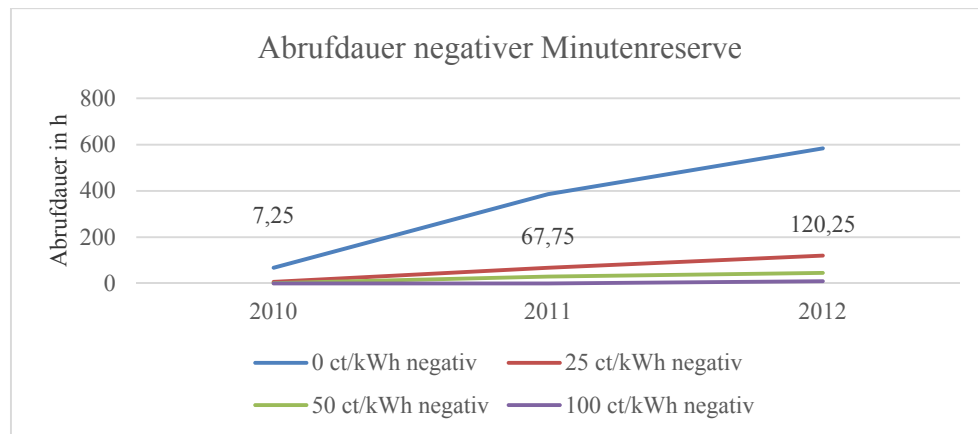


Abbildung 16: Abrufdauer negativer Minutenreserveleistung in Abhängigkeit vom Arbeitspreis
Quelle: eigene Auswertung⁸³

Beim Abruf negativer Minutenreserve ist ein deutlicher Anstieg in den letzten drei Jahren zu erkennen, was auf die häufigere Überlastung der Netze durch unerwartete Erzeugungsspitzen hinweist.

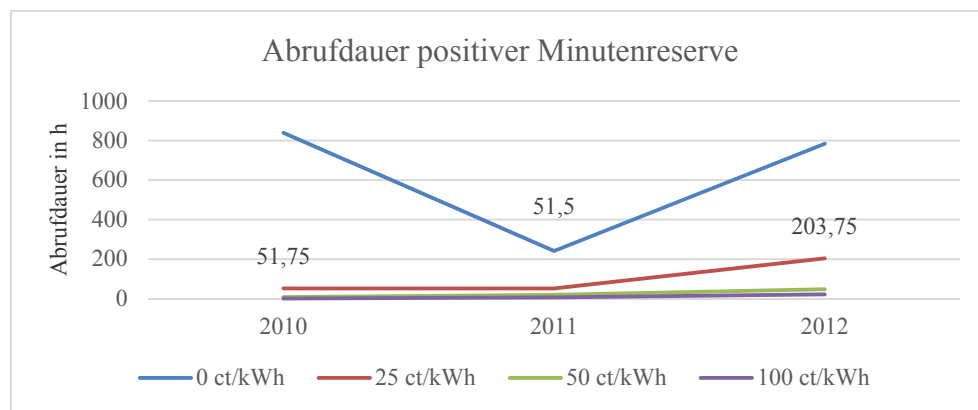


Abbildung 17: Abrufdauer positiver Minutenreserveleistung in Abhängigkeit vom Arbeitspreis
Quelle: eigene Auswertung⁸⁴

Bei positiver Minutenreserve zeigt sich die Entwicklung in den letzten drei Jahren weniger regelmäßig. 2011 war die Abrufquote gering, im Folgejahr stieg sie aber über alle gebotenen Arbeitspreise an. In der Rechnung wird sowohl für positive als auch für negative Regelleistung ein Arbeitspreis von 25 ct/kWh angesetzt. In diesem Fall ergibt sich für negative Minutenreserve im Dreijahresmittel von 2010 bis 2012 eine Abrufdauer von 65,08 Stunden pro Jahr, das entspricht bei 8.760 Stunden eines Jahres einen Quotienten von 0,743%, der als „negative Abrufquote“ in die Berechnung eingeht. Analog ergibt sich für die

⁸³ Die Analyse der Abrufdauern von Regelleistung erfolgte durch die Clean Energy Sourcing GmbH, siehe Anhang 7. Die Werte für November und Dezember 2013 sind prognostiziert. Datengrundlage sind die auf der Plattform regelleistung.net veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse.

⁸⁴ Die Analyse der Abrufdauern von Regelleistung erfolgte durch die Clean Energy Sourcing GmbH, siehe Anhang 7. Die Werte für November und Dezember 2013 sind prognostiziert. Datengrundlage sind die auf der Plattform regelleistung.net veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse.

„positive Abrufquote“ ein Wert von 1,168%.⁸⁵ In der Rechnung wird sowohl von den Erträgen aus Leistungsvorhaltung als auch aus Arbeitsabruf durch das virtuelle Kraftwerk ein Anteil von 35% einbehalten.⁸⁶ Der übrige Erlös wird an die Anlagenbetreiber als erfolgsabhängige Zusatzvergütung weitergegeben. Obwohl durch den Abruf von Regelenenergie eine Anpassung der Fahrpläne erfolgt, hat die Veränderung der Erzeugungsleistung keinen Einfluss auf die an der Börse handelbare Strommenge, denn abgerufene Regelenenergie wird dem Bilanzkreis des betreffenden Anbieters durch den Übertragungsnetzbetreiber wieder gutgeschrieben. Der Abruf negativer Minutenreserve bedeutet beispielsweise, dass der Übertragungsnetzbetreiber in der Summe aus allen Bilanzkreisen zu viel Energie erhalten hat und seine Strombilanz zu hoch ist. Wird nun die MRL abgerufen, verringert sich die Erzeugung in einem Bilanzkreis.⁸⁷ Die dort entstehende Unterdeckung des ursprünglichen Fahrplans wird dem BKV nun vom Übertragungsnetzbetreiber gutgeschrieben, es erfolgt ein bilanzieller Ausgleich.

4.3.2 Handel am Day-Ahead-Spotmarkt der EPEX Spot SE

Ausgangspunkt des Handels ist die nach Standardfahrplänen erzeugte Strommenge, die durch das virtuelle Kraftwerk von den Anlagenbetreibern zum jeweiligen Marktwert eingekauft und an der Strombörse über Stundenkontrakte veräußert wird. Soweit möglich, soll der Veräußerungspreis dabei oberhalb des Einkaufspreises liegen. Dies ist aber lediglich durch Peak-Shaving, also aktive Verlagerung der Erzeugung in hochpreisige Tageszeiten, realisierbar. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass der grundlegende Verkaufspreis des Stroms im Portfolio für jede kWh exakt seinem jeweiligen monatsdurchschnittlichen Marktwert entspricht. Eine Ausnahme bilden lediglich die Biogasanlagen unter Nutzung der Flexibilitätsprämie, auf deren Marktwert der Vorteil von 0,7 ct/kWh aufgeschlagen wird. Als Ausgangswerte für die Rechnung werden die mittleren Marktwerte über den Zeitraum von Dezember 2012 bis November 2013 verwendet.

$MW_{EPEX\ Spot}$ für regelbare Anlagen	3,7801 ct/kWh
MW_{Solar} für Photovoltaikanlagen	3,9314 ct/kWh
MW_{Wind} für Onshore-Windkraftanlagen	3,2424 ct/kWh

Abbildung 18: Marktwerte des Stroms verschiedener Anlagentypen

Quelle: eigene Auswertung⁸⁸

Für diese Werte wird in der Rechnung eine jährliche Veränderung aufgrund des Merit Order Effektes unterstellt. Durch die Diversifizierung des Portfolios mittels verschiedener Anlagentypen und durch die Nutzung von Speichertechnologien in der Erzeugung kann das virtuelle Kraftwerk beim Verkauf des

⁸⁵ Die Analyse der Abrufdauern von Regelenenergie erfolgte durch die Clean Energy Sourcing GmbH, siehe Anhang 7. Die Werte für November und Dezember 2013 sind prognostiziert. Datengrundlage sind die auf der Plattform regelleistung.net veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse.

⁸⁶ Diese Größenordnung ist an die Aussagen befragter Experten angelehnt.

⁸⁷ Der Vorgang läuft in allen Bilanzkreisen ab, von denen die MRL abgerufen wird.

⁸⁸ Vgl. dazu die Daten aus Anhang 8.

Stroms die Marktwerte unter Umständen überbieten,⁸⁹ denn Speicher entkoppeln den Stromverkauf vom Erzeugungszeitpunkt. Dies wird in der Rechnung über einen Parameter berücksichtigt, der das Verkaufspreisniveau des gesamten Portfolios gegenüber den Marktwerten regelt. Der dadurch erzielte Handelsgewinn kann den Erzeugern je nach Geschäftsmodell und Vertragssituation als erfolgsabhängige Komponente ausgezahlt werden. In der Rechnung wird dies durch den Eingangsparameter „Gewinnanteil des virtuellen Kraftwerks am Börsenerfolg“ berücksichtigt. Üblicherweise erhält das virtuelle Kraftwerk aber den vollständigen aus dem Stromeinkauf und -verkauf resultierenden Gewinn.⁹⁰ Das virtuelle Kraftwerk erhält außerdem für jede abgesetzte kWh einen kategoriebezogenen Anteil an der Managementprämie, die dem Erzeuger vom Netzbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung gezahlt wird.

5 Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Kraftwerks

Ziel der Betrachtungen ist es, die Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks zu untersuchen. Dazu wurde ein Basisszenario mit realitätsnahen Eingangsparametern definiert und berechnet. Darüber hinaus werden mittels Alternativszenarien und einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen von Veränderungen der Parameter auf die Wirtschaftlichkeit untersucht. Die Analyse wurde mit Hilfe der Vermögensendwertmethode durchgeführt.⁹¹ Alle Zahlungsströme sind als nachschüssig zu verstehen.

5.1 Erläuterungen der auftretenden Zahlungsströme

5.1.1 Anfangsinvestition

Um ein virtuelles Kraftwerk betreiben zu können, werden vor allem verschiedene informationstechnische Systeme benötigt.⁹² Für die Rechnung wird angenommen, dass diese in der Summe für 600.000 € angeschafft werden. Anschaffungskosten der zugehörigen Rechnerhardware und Computerarbeitsplätze betragen 25% (150.000 €) der Investition in die Software.⁹³ Für den Aufbau des Erzeugungspools, also die Akquise der Anlagenbetreiber und den technischen Anschluss ihrer Anlagen, werden pro Anlagenkategorie spezifische Vertriebs- und Installationskosten festgelegt (siehe Abschnitt 4.2). Die Summe resultiert aus der Anlagenkombination. Kosten für den Erwerb und die Einrichtung von Räumlichkeiten werden auf 1.200.000 € geschätzt. Ein weiterer Investitionsbetrag fällt an für die hypothetischen Kosten des Aufbaus und der Integration der Unternehmensprozesse, der Personalwerbung und der Handelszulassungen. Dafür werden pauschal 500.000 € angesetzt. Es ergibt sich eine Gesamtinvestition von 3.422.500 €.

⁸⁹ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁹⁰ So auch die Aussagen befragter Experten.

⁹¹ Vgl. ausführlich zur Vermögensendwertmethode z.B. Blohm/Lüder/Schaefer (2012), S. 72 ff.; Perri-don/Steiner/Rathgeber (2012), S. 89 ff.

⁹² Zu nennen sind nach Aussagen von Experten vor allem ein Energiemanagementsystem (EMS), ein Handelssystem, ein Prozessleitsystem und deren Schnittstellen. Es wurde ein Preis von 150.000 Euro pro System empfohlen.

⁹³ So auch die Aussagen befragter Experten.

Bestandteil	Betrag	Anteil
Softwaresysteme	600.000,00 €	17,53%
Hardware	150.000,00 €	4,38%
Akquise- und Vertriebskosten	314.000,00 €	9,17%
Kommunikations- und Fernwirktechnik	658.500,00 €	19,24%
Grundstück und Räumlichkeiten	1.200.000,00 €	35,06%
Handelszulassung, Personalwerbung, Prozessdesign und -integration	500.000,00 €	14,61%
Gesamtinvestition	3.422.500,00 €	100,00%

Abbildung 19: Anfangsinvestition

5.1.2 Saldo der operativen Zahlungsströme

Der Saldo der operativen Zahlungsströme enthält die durch Ausübung der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit auftretenden realen Zahlungen und entspricht dem EBITDA nach IFRS. Er resultiert also direkt aus dem Handelserfolg des virtuellen Kraftwerks und umfasst sowohl Erträge als auch Aufwendungen. Die Erträge bestehen aus den Erlösen am Spot- und Regelenenergiemarkt sowie den zusätzlichen Managementprämien. Die periodischen Aufwendungen setzen sich zusammen aus den laufenden Kosten für den Unterhalt und die Weiterentwicklung der Hard- und Softwaresysteme, für die Fernwirk- und Kommunikationstechnik zum Anschluss der Erzeugungsanlagen sowie für das Personal.⁹⁴ Hinzu kommen Aufwendungen für den Stromeinkauf und die Ausschüttungen der erfolgsabhängigen Zusatzvergütungen und Managementprämienanteile an die Stromerzeuger. Die laufenden Kosten für Software und Erzeugeranschlüsse werden mit jährlich 40% bzw. 5% des entsprechenden Investitionsbetrages angesetzt. Für die Personalaufwendungen werden 25 Angestellte zugrunde gelegt, was nach den Informationen aus Geschäftsberichten realer Betreiber von virtuellen Kraftwerken als praxisnah angesehen werden kann.⁹⁵

5.1.3 Finanzierung

In der Rechnung wird von einer vollständigen Fremdfinanzierung ausgegangen. Die Kreditbank für Wiederaufbau vergibt für Unternehmensgründungen Kredite in Höhe von bis zu zehn Millionen € bei 20 Jahren Laufzeit und ebenso langer Zinsbindung, drei tilgungsfreien Anlaufjahren, Auszahlung zu 100% und einem Effektivzins ab 2,75% pro Jahr bei höchster Bonität.⁹⁶ Für die Berechnung wird dieser Kredit mit der Einstufung in die zweithöchste Bonitätsklasse zugrunde gelegt. Der Fremdkapitalzins beträgt dann 3,00%. Zins- und Tilgungszahlungen werden in der Rechnung jährlich gezahlt, Sondertilgungen sind ausgeschlossen. Die Tilgung erfolgt in konstanten Raten.

⁹⁴ Weitere Aufwandsposten werden in den Rechnungen nicht berücksichtigt.

⁹⁵ Vgl. Clean Energy Sourcing GmbH (2012), S. 48. Für das erste Jahr wird ein jährlicher Bruttolohn pro Mitarbeiter von 62.400 Euro bei einer jährlichen Steigerung von 2 % unterstellt.

⁹⁶ Vgl. KfW (2013).

5.1.4 Abschreibungen

Abschreibungen fallen für die Softwaresysteme des Energiemanagements und -handels, die Rechnerhardware, auf denen sie betrieben werden, sowie die Infrastruktur der Fernwirktechnik zum Anschluss der Stromerzeuger an.⁹⁷ Zudem werden Grundstück und Immobilie abgeschrieben. In der Berechnung wird von käuflich über einen Werkvertrag erworbenen, individuell erstellten und an das Geschäftsmodell des virtuellen Kraftwerks angepassten Softwaresystemen ausgegangen. Nachträgliche Anschaffungskosten fallen nicht an. Die Systeme werden damit über fünf Jahre linear abgeschrieben. Vereinfachend wird angenommen, dass der Zeitpunkt der Herstellung der Betriebsbereitschaft der Software identisch mit dem Beginn der Unternehmung ist. Hardwaresysteme sowie Fernwirktechnik zum Anschluss der Stromerzeuger werden auf drei Jahre Nutzungsdauer gemäß Afa-Tabellen für allgemein verwendbare Anlagegüter linear abgeschrieben. Gebäude eines Betriebsvermögens sind laut Afa-Vorgaben linear mit jährlich 3% ihrer Anschaffungskosten abzuschreiben.⁹⁸

5.1.5 Besteuerung

Das virtuelle Beispielkraftwerk besitzt die Rechtsform einer GmbH mit Sitz innerhalb Deutschlands. Es handelt sich also um eine Kapitalgesellschaft, die sowohl nach § 2 Abs. 1 und 2 GewStG der Gewerbesteuer als auch nach § 1 Abs. 1 Nr. 1 KStG der unbeschränkten Körperschaftsteuer unterliegt. Bemessungsgrundlage der Gewerbesteuer ist der Gewerbeertrag, der im Beispiel dem auf volle 100 € abgerundeten Ergebnis vor Steuern entspricht. Sollten die Fremdkapitalzinsen einer Periode 100.000 € übersteigen, so sind 25% des 100.000 € übersteigenden Betrages vor dem Abrunden zu addieren. Andere Hinzurechnungen oder Kürzungen nach §§ 8 und 9 GewStG fallen in der Rechnung nicht an. Zur Ermittlung des zu zahlenden Steuerbetrages wird der Gewerbeertrag mit der Steuermesszahl von 3,5% und schließlich mit dem Hebesatz der erhebenden Gemeinde multipliziert. Der Gewerbesteuerhebesatz des Ausgangsszenarios beträgt 360%. Der Körperschaftsteuersatz beträgt 15% plus 5,5% Solidaritätszuschlag.

5.1.6 Charakteristika des Berechnungsansatzes

Für die Rechnung wird unterstellt, dass alle Einzahlungsüberschüsse nach Unternehmenssteuern an die Anteilseigner ausgeschüttet und diese Beträge auf einem Tagesgeldkonto mit einer Verzinsung von 1,50% p.a. nach Steuern angelegt werden.⁹⁹ Zur Ermittlung des Endwertes werden die periodengenaue Zahlungsströme also mit einem jährlichen Faktor von 1,015 auf das Ende der zwanzigsten Rechnungsperiode aufgezinst. Auf dem Investitionskonto liegt in jeder Periode die Summe der bis dahin aufgetretenen und auf den Zeitpunkt aufgezinsten Zahlungsströme. Der Kontostand errechnet sich dabei als Summe des

⁹⁷ Vgl. zur Bilanzierung von Software z.B. Brösel/Mindermann (2011), S. 25 ff.

⁹⁸ Dies gilt, sofern sie nicht zu Wohnzwecken genutzt werden und der Bauantrag nach dem 31. März 1985 gestellt wurde. Beides wird unterstellt.

⁹⁹ Dies entspricht einem Zinssatz vor Steuer von ca. 2,0374%, der Steuersatz beträgt 26,375% (Abgeltungsteuer + Solidaritätszuschlag). Inwieweit die Anteilseigner einen solchen Zinssatz realisieren können, soll im Folgenden nicht thematisiert werden. Die Auswirkungen möglicher Veränderungen werden jedoch in der Sensitivitätsanalyse veranschaulicht.

einmalig aufgezinster Kontostandes des Vorjahres und des periodengenauen Zahlungsstroms des jeweils aktuellen Jahres. Alle Zahlungsströme der Perioden inklusive Finanzierung (Zins, Tilgung) und Besteuerung werden zunächst saldiert. Wegen des Ausschlusses von Sondertilgungen wird der Restschuldbetrag dagegen nicht mit den positiven Beträgen des Investitionskontos ausgeglichen. Der Kontostand des letzten Jahres des Betrachtungszeitraumes ist identisch mit dem Endwert der Investition.¹⁰⁰

5.2 Auswertung des Basisszenarios

Als grundlegende Annahme wird unterstellt, dass alle Stromerzeugungsanlagen und die Einrichtungen und Anlagen des virtuellen Kraftwerks selbst am 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden. Das Basisszenario soll eine aktuell realistische Situation abbilden. Es zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass das gesamte Portfolio im Mittel zum Marktpreis des Stroms abgesetzt wird.¹⁰¹ Einkaufs- und Verkaufspreise des Stroms sind identisch. Dadurch ergibt sich eine Unabhängigkeit des Endwertes von der absoluten Höhe der Marktwerte und von deren Veränderung. Der Merit Order Effekt wirkt sich damit nicht auf die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerkes aus. Im Folgenden werden alle Eingangsparameter in der für das Basisszenario angesetzten Höhe aufgelistet:

¹⁰⁰ Zusätzlich wird in jeder Periode der rechnerische Kontostand angegeben, der sich bei vollständiger Sondertilgung des Kredites mit dem verfügbaren Guthaben ergeben würde. Daraus kann eine Amortisationszeit errechnet werden.

¹⁰¹ Ausnahme sind die Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie nutzen. Ihr Verkaufspreisvorteil von 0,7 ct/kWh wird als absoluter Wert auf die Erlöse pro kWh aus den von ihnen erzeugten Strommengen addiert.

Anlagenkombination		
Anlagenkategorie	Anzahl	
PV Freifläche	5	
Biogas mit Flexibilität	40	
Biogas ohne Flexibilität	70	
Windkraft 30	2	
Windkraft 10	5	
Netzersatzanlagen	5	
Wasserkraft	30	
Finanzierung		
Parameter	Wert	Begründung
Anfangsinvestition (€)	3.422.500	Abschnitt 5.1.1
Eigenkapitalquote	0,00%	Abschnitt 5.1.3
Fremdkapitalquote	100,00%	Abschnitt 5.1.3
Kreditzins	3,00%	Abschnitt 5.1.3
Anlagezins	1,50%	Abschnitt 5.1.6
Marktwerte		
MW EPEX Spot (regelbare Anlagen) initial (ct/kWh)	3,7801	Abschnitt 4.3.2
MW Solar initial (ct/kWh)	3,9314	Abschnitt 4.3.2
MW Wind initial (ct/kWh)	3,2424	Abschnitt 4.3.2
jährliche Entwicklung der Marktwerte	-1,00%	Abschnitt 4.3.2
Erträge		
Verkaufspreisniveau des Portfolios (gegenüber MW)	100%	Abschnitt 4.3.2
Leistungspreis MRL positiv (ct/kW)	1,8065	Abschnitt 4.3.1
Leistungspreis MRL negativ (ct/kW)	8,8608	Abschnitt 4.3.1
Arbeitspreis MRL positiv (ct/kWh)	25,00	Abschnitt 4.3.1
Arbeitspreis MRL negativ (ct/kWh)	25,00	Abschnitt 4.3.1
Zuschlagsquote für Minutenreserve	80,00%	Abschnitt 4.3.1
Abrufquote negativer Minutenreserve	0,74%	Abschnitt 4.3.1
Abrufquote positiver Minutenreserve	1,17%	Abschnitt 4.3.1
jährliche Ertragsdegression Photovoltaik	1,00%	Abschnitt 4.2.1
Aufwendungen		
jährliche Unterhaltung EMS (in % der Anschaffung)	40,00%	Abschnitt 5.1.2
jährliche Entwicklung Unterhaltung EMS	1,50%	Abschnitt 5.1.2
Unterhaltung IT (in % der Anschaffung)	5,00%	Abschnitt 5.1.2
jährliche Entwicklung Unterhaltung IT	1,50%	Abschnitt 5.1.2
Gewinnanteil des VK am Börsenerfolg	100,00%	Abschnitt 4.3.2
Erlösanteil des VK am Regelenergiegeschäft	35,00%	Abschnitt 4.3.1
Anzahl Mitarbeiter	25	Abschnitt 5.1.2
jährlicher Lohn pro Mitarbeiter initial	62.400 €	Abschnitt 5.1.2
Lohnentwicklung jährlich pro Mitarbeiter	2,00%	Abschnitt 5.1.2
Besteuerung		
Gewerbesteuerhebesatz	360	Abschnitt 5.1.5

Abbildung 20: Eingangsparameter des Basisszenarios

Die nachfolgende Übersicht zeigt alle Berechnungsschritte für ausgewählte Perioden sowie das Gesamtergebnis der Investitionsrechnung des Basisszenarios (Angaben in Tausend €).¹⁰²

¹⁰² Die vollständige Berechnung kann bei den Autoren nachgefragt werden.

Periode Jahr	1 2013	2 2014	3 2015	10 2022	15 2027	19 2031	20 2032	Summe
Unterhalt und Fortentwicklung der IT-Systeme	240	244	247	274	296	314	318	5.550
Unterhalt der Fernwirk- und Kommunikationstechnik	33	33	34	38	41	43	44	761
Personal	1.560	1.591	1.623	1.864	2.058	2.228	2.273	37.904
Stromeinkauf Grundpreis	24.346	24.095	23.846	22.178	21.058	20.202	19.994	442.049
Auszahlung Handelserfolg	0	0	0	0	0	0	0	0
Auszahlung Managementprämie	1.352	1.192	975	971	968	966	965	20.010
Auszahlung Leistungspreis MRL	3.135	3.135	3.135	3.135	3.135	3.135	3.135	62.706
Auszahlung Arbeitspreis MRL	3.230	3.230	3.230	3.230	3.230	3.230	3.230	64.610
Aufwendungen gesamt	33.896	33.521	33.092	31.691	30.786	30.119	29.960	633.590
Spotmarkt PV Freifläche	762	747	732	633	569	521	510	12.602
Spotmarkt Biogas mit Flexibilität	6.279	6.226	6.174	5.821	5.584	5.403	5.358	116.098
Spotmarkt Biogas ohne Flexibilität	9.272	9.179	9.087	8.470	8.055	7.737	7.660	168.833
Spotmarkt Windkraft 30	3.012	2.981	2.952	2.751	2.616	2.513	2.488	54.838
Spotmarkt Windkraft 10	2.510	2.485	2.460	2.293	2.180	2.094	2.073	45.699
Spotmarkt Wasserkraft	3.493	3.458	3.423	3.191	3.034	2.915	2.886	63.601
MP PV Freifläche	145	125	95	88	83	79	78	1.831
MP Biogas mit Flexibilität	385	350	315	315	315	315	315	6.412
MP Biogas ohne Flexibilität	675	613	552	552	552	552	552	11.222
MP Windkraft 30	697	604	464	464	464	464	464	9.660
MP Windkraft 10	581	503	387	387	387	387	387	8.050
MP Wasserkraft	254	231	208	208	208	208	208	4.227
Regelleistung MRL negativ	4.070	4.070	4.070	4.070	4.070	4.070	4.070	81.406
Regelleistung MRL positiv	753	753	753	753	753	753	753	15.065
Regelenergie MRL negativ	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	40.957
Regelenergie MRL positiv	2.922	2.922	2.922	2.922	2.922	2.922	2.922	58.443
Erträge gesamt	37.857	37.296	36.643	34.967	33.842	32.983	32.774	698.945
EBITDA	3.961	3.775	3.551	3.276	3.056	2.864	2.814	65.354
Restschuld Periodenbeginn	3.423	3.423	3.423	2.215	1.208	403	201	0
Zins	103	103	103	66	36	12	6	1.232
Tilgung	0	0	0	201	201	201	201	3.423
Restschuld Periodenende	3.423	3.423	3.423	2.013	1.007	201	0	0
Abschreibungen Softwaresysteme	120	120	120	0	0	0	0	600
Abschreibungen Rechnerhardware	50	50	50	50	50	50	50	1.000
Abschreibungen Fernwirktechnik	220	220	220	220	220	220	220	4.390
Abschreibungen Grundstück und Immobilie	36	36	36	36	36	36	36	720
abgerundeter Gewerbeertrag	3.433	3.248	3.023	2.703	2.513	2.345	2.301	53.991
GewSt-Aufwand	433	409	381	341	317	295	290	6.803
KSt-Bemessungsgrundlage	3.433	3.247	3.023	2.703	2.513	2.345	2.301	53.990
KSt-Aufwand	515	487	453	405	377	352	345	8.098
Solidaritätszuschlag	28	27	25	22	21	19	19	445
Cashflow periodengenau	2.882	2.749	2.589	2.240	2.104	1.984	1.952	45.353
Cashflow aufgezinst	3.825	3.594	3.335	2.600	2.267	2.014	1.952	52.888
Kontostand ohne Sondertilgung	2.882	5.675	8.349	26.292	39.455	50.183	52.888	

Abbildung 21: Investitionsrechnung des Basisszenarios

Es ergibt sich über 20 Jahre Betriebsdauer ein Endwert von 52,89 Millionen €, die Investition ist damit deutlich vorteilhaft. Der Kontostand übersteigt den Investitionsbetrag bereits innerhalb der zweiten Peri-

ode. Um die Wirtschaftlichkeit detaillierter einschätzen zu können, wurden weitere Kennzahlen ausgewertet.

Kennzahl	Wert
Endwert der Investition (€)	52.887.599,26
Endwertbezogene jährliche Rendite des VK (%)	14,67
Anzahl angeschlossener Anlagen (Stk)	157
installierte Gesamtleistung des VK (kW)	236.000
Ø Anlagengröße (kW)	1.503
Ø Jahresüberschuss (€)	2.267.644,91
Ø Jahresüberschuss pro Mitarbeiter (€/MA)	90.705,80
Ø Jahresüberschuss pro Erzeugungsanlage (€/Stk)	14.443,60
Ø Jahresüberschuss pro installierter Leistung (€/Megawatt)	9.608,66
Ø jährlich gehandelte Strommenge (MWh)	477.840
Angebotsmenge MRL positiv (kW)	23.800
Angebotsmenge MRL negativ (kW)	26.219
Ø jährlicher Gewinn aus Börsenhandel (T€)	41.014
Ø jährlicher Gewinn aus Regelenenergievermarktung (T€)	68.555
Ø Handelsgewinnmarge (€/MWh)	4,29
Ø Regelenenergiemarge (€/kW)	11,42
Ø jährlicher Mehrerlös für Anlagenbetreiber (€)	7.366.303,34
Ø jährlicher Mehrerlös pro Anlage (€/Stk)	46.919,13

Abbildung 22: Kennzahlen des Basisszenarios

Die endwertbezogene jährliche Rendite beträgt 14,67%. Die übrigen Kennzahlen basieren auf den periodengenaue Gesamtzahlungsströmen. Der Bezug des durchschnittlichen Jahresüberschusses auf Mitarbeiter- und Anlagenzahlen sowie auf die installierte Leistung lässt in der späteren Szenarioanalyse Rückschlüsse auf die Effizienz des Unternehmens zu. Ebenfalls als Effizienzkennzahlen können die durchschnittliche Handelsgewinn- und die Regelenenergiemarge angesehen werden. Erstere gibt das Verhältnis des im Börsenhandel erzielten Gewinns zu der durchschnittlich gehandelten Strommenge an, letztere ist der Quotient aus dem durch die Regelenenergievermarktung generierten Gewinn und der Gesamtangebotsgröße der Minutenreserve. Der jährliche Mehrerlös für die Anlagenbetreiber ist ein Maß der Vorteilhaftigkeit der Kooperation für diese. Umso höher dieser Wert ist, desto attraktiver erscheint die Direktvermarktung für die Betreiber.

5.3 Alternativszenarien

Die in Zukunft zu erwartenden Börsenhandelspreise und die Entwicklungen am Regelenenergiemarkt sind nur schwer abzuschätzen. Daher werden im Folgenden vier Szenarien definiert, die denkbare Entwicklungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abbilden. Die Anlagenkombination bleibt dabei konstant.¹⁰³

„Szenario 1“ unterstellt die Fähigkeit, durch Diversifikation des Erzeugungspools und die Nutzung von Speichertechnologien den Marktwert des Stroms beim Verkauf im Mittel um 5% überbieten zu können.

¹⁰³ Die Tabelle im Anhang 9 zeigt eine Übersicht über alle Szenarien, die angesetzten Parameterwerte und die sich ergebenden Veränderungen gegenüber der Ausgangssituation. Die Auswirkungen sind anhand der Endwerte und Renditen sowie der in Abschnitt 5.2 definierten Kennzahlen ablesbar.

Der Merit Order Effekt wird in den kommenden 20 Jahren mit einem Strompreisverfall von jährlich einem Prozent des Vorjahreswertes ausgehend von den Marktwerten des Basisszenarios beziffert. Er wirkt sich durch die Aufhebung der Gleichheit zwischen Ein- und Verkaufspreis auf den Endwert aus. Zudem werden die mittleren Leistungspreise für Regelernergie aufgrund des tendenziell steigenden Bedarfs und der Verknappung des Angebotes durch die Verdrängung konventioneller Kraftwerke um 10% erhöht. Die verstärkte Einspeisung volatilen Wind- und Solarstroms bewirkt einen Anstieg der Abrufquoten für positive und negative Regelernergie um jeweils 20%. Die Zuschlagsquote bleibt konstant bei 80%. Dieses Szenario stellt für das virtuelle Kraftwerk ein sehr vorteilhaftes dar. Es ergibt sich daraus eine Steigerung des Endwertes um 50,93% auf 79,82 Millionen € und eine Erhöhung der jährlichen Rendite auf 17,05%. Die Effizienz des Börsenhandels steigt in Form der Handelsgewinnmarge um 53,89% an, die Regelernergie-marge dagegen nur um 15,08%. Das bedeutet, das Überbieten der Marktwerte beim Stromverkauf um lediglich 5% steigert den Handelsgewinn über dreimal mehr als eine zehnprozentige Erhöhung der Regelerleistungspreise.

„Szenario 2“ ist geprägt durch ungünstige Entwicklungen am Regelerenergiemarkt. Es drängen viele neue Anbieter auf den Markt, Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden präqualifizierbar und durch die Verbesserung der Prognosetechniken zur Vorhersage der volatilen Einspeisung verknappt sich zudem die Nachfrage nach Regelleistung. Die Folge sind um 25% verringerte Leistungspreise, um 20% verringerte Abrufquoten und eine Zuschlagsquote von nur noch 70%. Der Merit Order Effekt wird auch hier mit jährlich einem Prozent Verringerung gegenüber dem Vorjahr angesetzt und der im Mittel erzielbare Verkaufspreis wieder mit 5% über dem Marktwert. Im Ergebnis kann dieser erreichte Handelserfolg die stark nachteiligen Entwicklungen des Regelerenergiemarktes leicht überkompensieren. Endwert und Rendite der Investition in das virtuelle Kraftwerk bleiben nahezu konstant, die Veränderung beträgt weniger als +0,3% der Ausgangswerte. Lediglich der Vorteil für die Anlagenbetreiber fällt in diesem Fall deutlich geringer aus (-27,79%). Grund dafür ist, dass der Handelserfolg im gewählten Geschäftsmodell vollständig beim Direktvermarkter verbleibt, die Regelernergieerlöse werden dagegen zu 65% weitergegeben.

„Szenario 3“ ist durch weniger erfolgreiche Großhandelsgeschäfte charakterisiert. Die im Pool vernetzten Anlagen nutzen weniger Stromspeicherkapazitäten als die marktüblichen Anlagen. Die Konkurrenz ist in der Lage, das Peak-Shaving aktiver zu betreiben als der eigene Pool. Die Diversifikation des Anlagenportfolios kann dies auch nicht kompensieren, sodass im Mittel nur ein Verkaufspreis in Höhe von 97% der Marktwerte erreicht wird. Der Merit Order Effekt bleibt unverändert gegenüber dem Basisszenario. Der erhöhten Nachfrage nach Regelleistung durch wachsende Anteile volatiler Erzeugung steht die Verbesserung der Prognosegüte entgegen, sodass die Ertragssituation am Regelerenergiemarkt sich nur leicht verbessert. Die Leistungspreise für positive und negative Minutenreserve steigen bei konstanter Zuschlagsquote um 7%, die Abrufquoten um 10%. Das Resultat ist eine durch den Regelerenergiemarkt gedämpfte Verringerung des Endwertes um 11,71% auf 46,69 Millionen €, die jährliche Rendite fällt auf 13,96%. Die Anlagenbetreiber werden dabei im Umkehrschluss zu Szenario 2 um 7,37% besser gestellt.

„Szenario 4“ bildet den Worst Case dieser Betrachtung. Noch stärker als in Szenario 3 wirken sich eine ungünstige Diversifikation und der geringe Grad der Integration von Speichern über ein Verkaufspreisniveau von nur 95% gegenüber dem Marktwert aus. Der Merit Order Effekt verursacht zudem einen um 30% steileren Preisverfall. Wie in Szenario 2 werden auch hier Windkraft- und Photovoltaikanlagen präqualifizierbar, das Angebot am Regelenergiemarkt steigt deutlich. Die Leistungspreise fallen um 20%, die Abrufquoten um 15%. Die Zuschlagsquote bleibt durch zurückhaltende Angebotsstrategie bei durchschnittlichen 80%. Der Endwert verringert sich durch diese Entwicklungen um etwa die Hälfte (52,60%) auf 25,07 Millionen €. Die jährliche endwertbezogene Rendite beträgt 10,47%. Trotzdem ist die Investition immer noch deutlich vorteilhaft. Abbildung 23 stellt den Vergleich der Endwerte und der darauf bezogenen jährlichen Renditen dar.

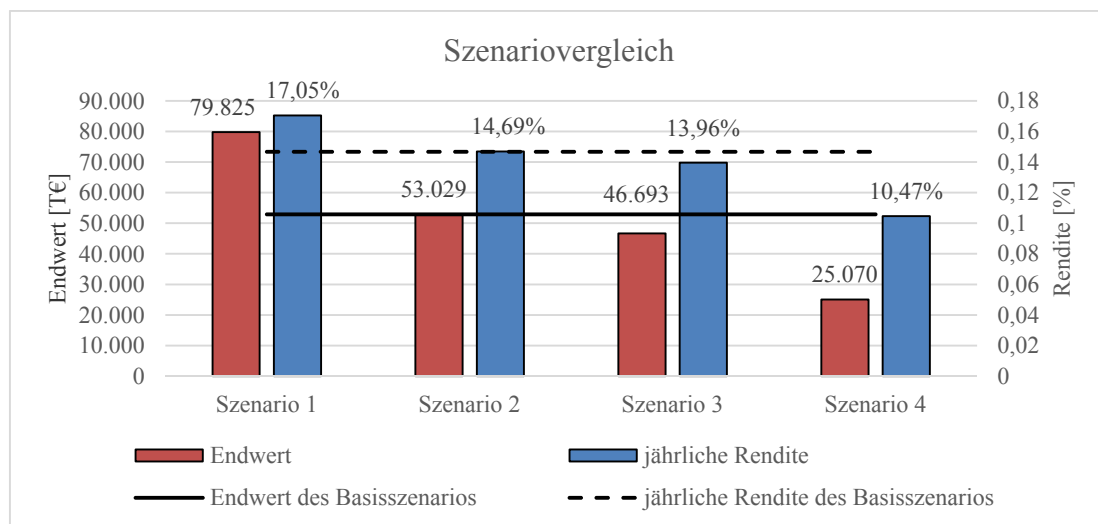


Abbildung 23: Endwerte und Renditen im Szenariovergleich

5.4 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden soll nun eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, welche die Veränderung des Endwertes in Abhängigkeit einzelner ausgewählter Inputgrößen untersucht.¹⁰⁴ Dabei werden jeweils alle nicht betrachteten Parameter als sicher und in Höhe ihres Wertes im Basisszenario angenommen. Die folgenden Grafiken zeigen den absoluten Verlauf des Endwertes und dessen relative Veränderung gegenüber seinem Ausgangswert bei Variation des jeweiligen Parameters innerhalb eines Intervalls von $\pm 30\%$ ausgehend vom Basisszenario.¹⁰⁵ Die Parameteränderung erfolgt in Schritten zu einem Prozent. Der Anstieg der Kurve der relativen Endwertänderung entspricht in jedem Punkt der Sensitivität des Endwertes auf den Parameter. Die Zusammenhänge sind meist nicht linear, sondern leicht progressiv. Bedingt durch die Abrundung des Gewerbeertrages in jeder Periode unterliegen sie zudem weiteren geringfügigen Schwan-

¹⁰⁴ Vgl. Kruschwitz (2011), S. 304; Blohm/Lüder/Schaefer (2012), S. 230.

¹⁰⁵ Eine Ausnahme bildet die Betrachtung der Zinssätze, da ein Intervall der Parameteränderung von $\pm 30\%$ für Zinssätze nicht angemessen ist.

kungen. Daher wird für die Sensitivität gegenüber jedem Parameter das arithmetische Mittel der Differenzenquotienten im Intervall gebildet, um eine Vergleichbarkeit herzustellen.¹⁰⁶

5.4.1 Verkaufspreisniveau des Portfolios gegenüber Marktwert

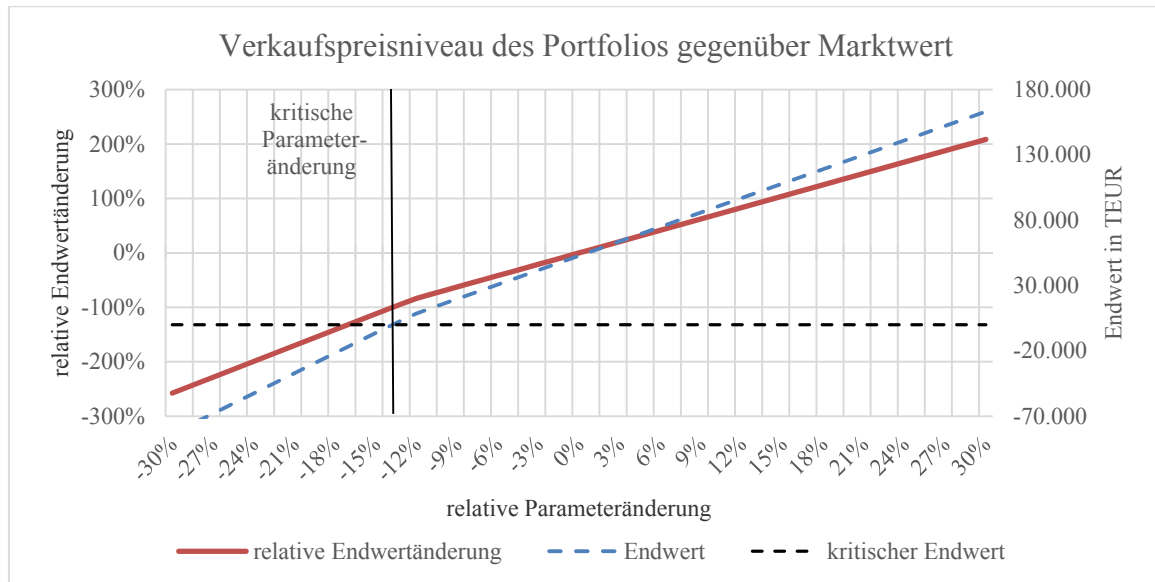


Abbildung 24: Sensitivität des Endwertes auf das Verkaufspreisniveau des Portfolios gegenüber Marktwert

Die Auswertung der Szenarien legt nahe, dass der Parameter „Verkaufspreisniveau des Portfolios gegenüber Marktwert“ den Endwert stark beeinflusst. Die in Abbildung 24 dargestellte isolierte Betrachtung bestätigt die Annahme. Bei einer Reduktion des Parameters um 13,77% ergibt sich ein Endwert der Investition von null €. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass das virtuelle Kraftwerk bei einem Verkaufspreis des Stroms, der um bis zu 13,77% unterhalb des Einkaufspreises (=Marktwert) liegt, durch Regelenergievermarktung und Marktprämienanteile noch immer eine lohnende Investition darstellt. Das arithmetische Mittel der Anstiege der relativen Endwertänderung beträgt unterhalb einer Parameteränderung von -13% ca. 9,7121, oberhalb der Parameteränderung von -11% liegt es bei 6,9522. Dazwischen erfolgt eine Verschiebung der Anstiege zwischen beiden Werten. Die Veränderung der Anstiege resultiert aus den Steuerzahlungen, welche erst bei einer positiven Bemessungsgrundlage einsetzen. Der relevante Bereich für die Betrachtungen liegt über einer Parameterveränderung von -11%, da nicht zu erwarten ist, dass langfristig ein so geringes Verkaufspreisniveau realisiert wird.¹⁰⁷ Die Sensitivität des Endwertes auf diesen Parameter beträgt im relevanten Bereich 695,22%. Das bedeutet, dass eine Erhöhung des Verkaufspreisniveaus um einen Prozentpunkt einen um 6,95% höheren Endwert bewirkt.

¹⁰⁶ Die Betrachtung der Standardabweichungen der Differenzenquotienten zeigt, dass die Sensitivitäten im Intervall nur sehr gering um ihren Mittelwert schwanken. Für diese Auswertung können sie daher in ausreichender Näherung als linear betrachtet werden.

¹⁰⁷ Das Management des Unternehmens müsste in diesem Fall durch Anpassungen des Geschäftsmodells und des Erzeugerpools reagieren.

5.4.2 Regelleistungspreise

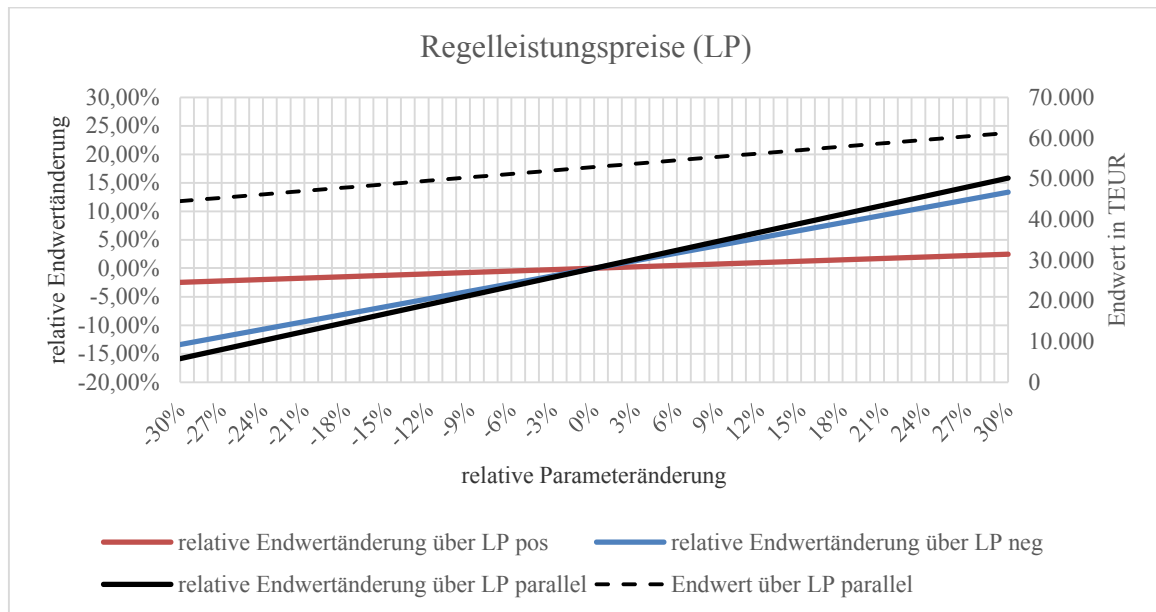


Abbildung 25: Sensitivität des Endwertes auf die Regelleistungspreise

Die Preise für positive und negative Minutenreserve haben, wie in Abbildung 25 ersichtlich, deutliche Auswirkungen auf den Endwert. Der geringere Einfluss der positiven Leistungspreise resultiert aus deren niedrigeren absoluten Ausgangswert (1,8065 ct/kW) gegenüber den negativen (8,8608 ct/kW). Zudem liegt die Angebotsmenge des Pools für negative Minutenreserve höher als die für positive. Die Summenkurven stellen den Endwert und dessen Änderung in Abhängigkeit der parallelen und gleichmäßigen Variation beider Regelleistungspreise dar. Der Anstieg der relativen Endwertänderung bei dieser simultanen Preisentwicklung beträgt im Mittel 0,5283, die Sensitivität damit 52,83%. Da der Anstieg kleiner als eins ist, kann selbst ein Absinken der Regelleistungspreise auf null den Endwert nicht negativ werden lassen. Bei Sicherheit aller anderen Parameter wäre die Investitionsentscheidung robust gegenüber den Regelleistungspreisen. Zu beachten ist, dass der Anteil des virtuellen Kraftwerks an den Regelleistungserlösen 35% beträgt. Die Schwankungen der Preise wirken also nur zu diesem Anteil auf das Betriebsergebnis ein.

5.4.3 Anfangsinvestition

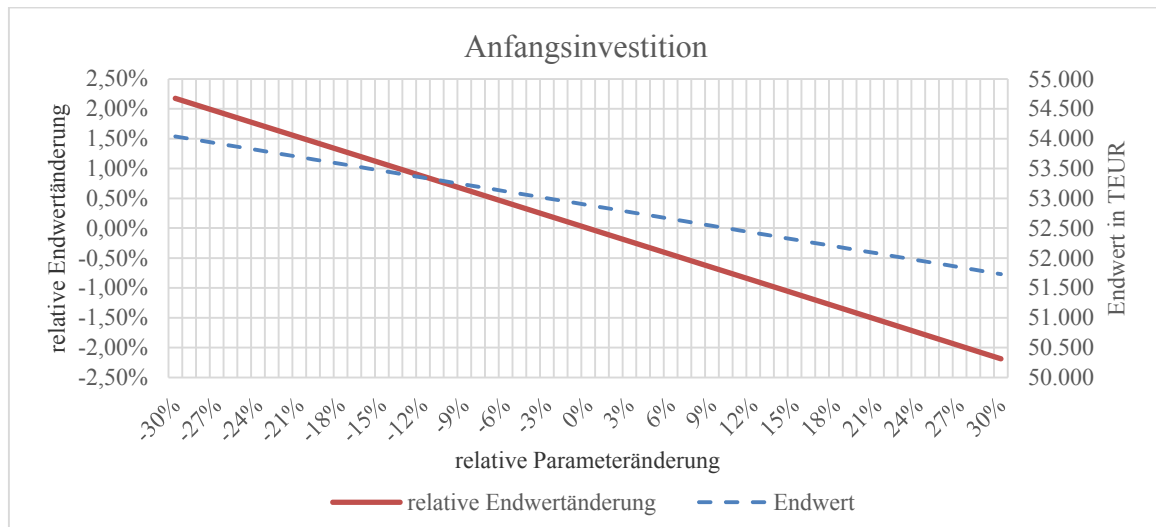


Abbildung 26: Sensitivität des Endwertes auf die Anfangsinvestition

Wegen der vollständigen Fremdfinanzierung wirkt sich die Erhöhung der Anfangsinvestition lediglich auf die Höhe der Zinszahlungen aus. Die Sensitivität liegt bei ca. -7,27%. Das verdeutlicht, dass die Höhe der zum Zinssatz von 3% vollständig fremdfinanzierten Anfangsinvestitionssumme einen sehr geringen Einfluss auf die Entscheidung hat. Erst bei einem Investitionsbetrag von 47.196.812 € (+1.379%) würde sich ein Endwert von null ergeben.

5.4.4 Anlage- und Kreditzinssatz

In Abbildung 27 wird die Entwicklung des Endwertes und seiner relativen Änderung in Abhängigkeit eines absoluten Anlagezinssatzes im Intervall von 0% bis 10% dargestellt:

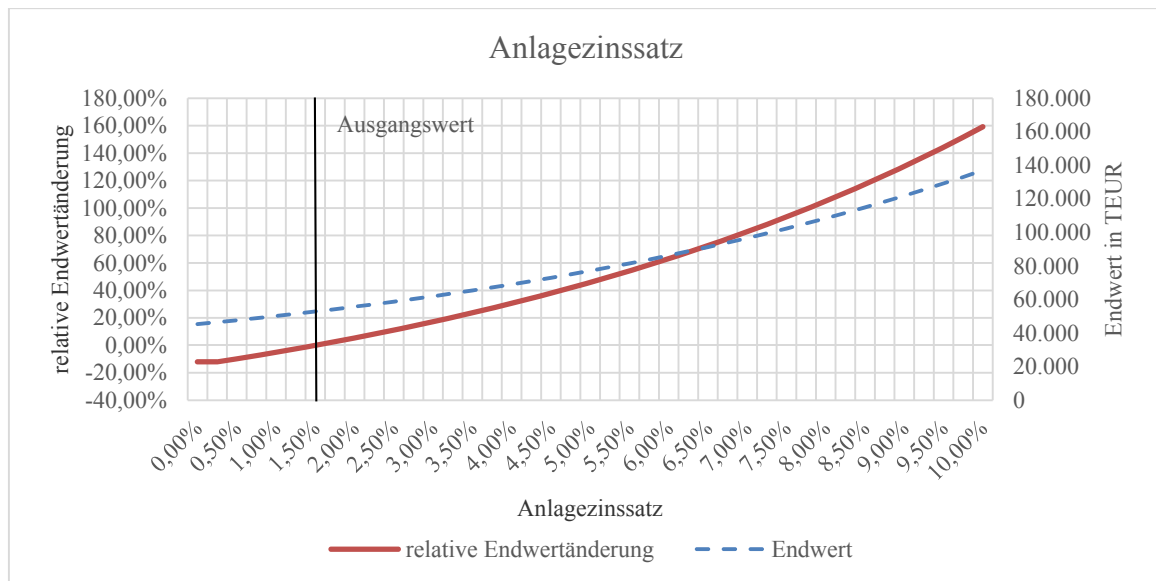


Abbildung 27: Zusammenhang zwischen Endwert und Anlagezinssatz

Die Progression ist deutlich zu erkennen. Erhöht man beispielsweise den Anlagezins auf 4% (entspricht +166,7% gegenüber dem Ausgangswert), so ergibt sich ein um 30,60% gesteigerter Endwert von 69,071 Mio. €. ¹⁰⁸ Abbildung 28 stellt dieselben Entwicklungen in Abhängigkeit des Kreditzinssatzes im Intervall von 0% bis 15% dar.

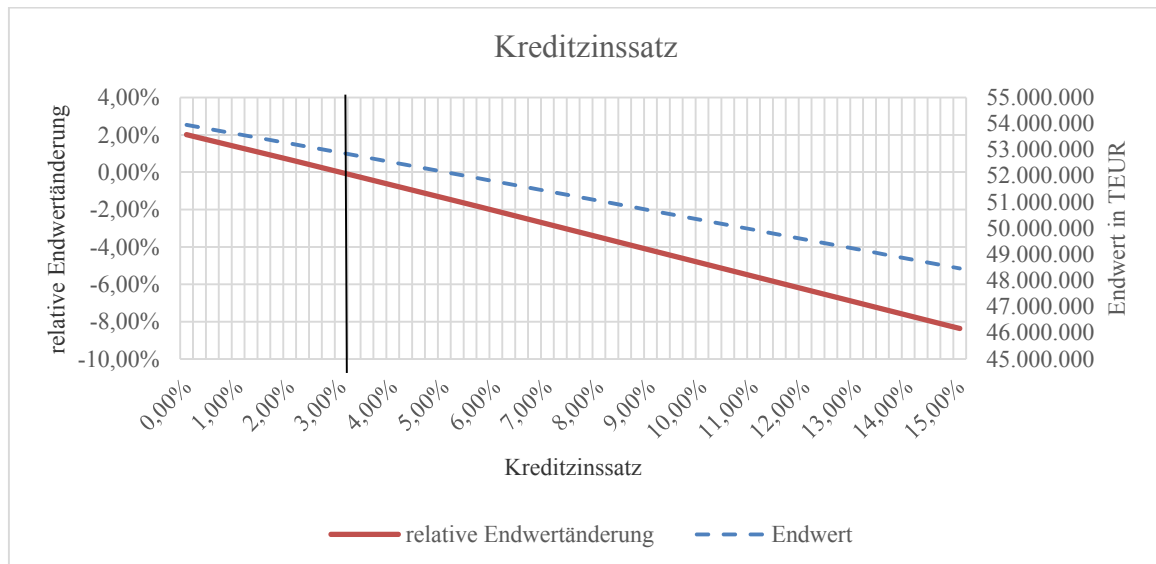


Abbildung 28: Zusammenhang zwischen Endwert und Kreditzinssatz

¹⁰⁸ Inwieweit die absoluten Höhen der Zinssätze für die Anteilseigner realisierbar sind, soll hier nicht diskutiert werden.

Die Erhöhung des Kreditzins bewirkt sukzessive eine Verringerung des Endwertes. Die Auswirkungen sind jedoch gering. Erst bei einem Sollzinssatz von 138,56% würde sich ein Endwert von null ergeben.¹⁰⁹

5.4.5 Betriebsdauer

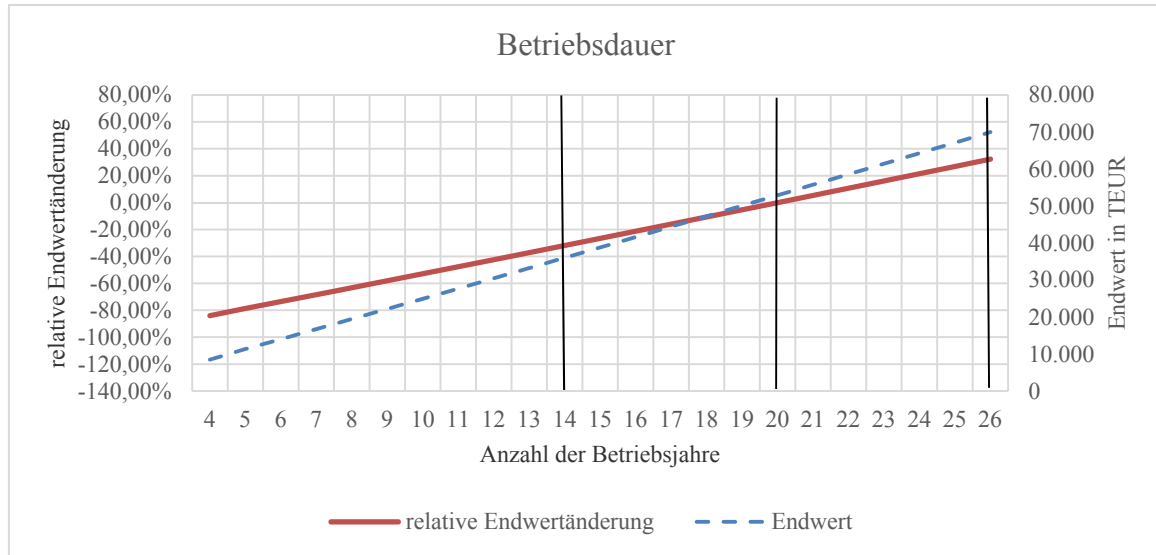


Abbildung 29: Sensitivität des Endwertes auf die Betriebsdauer

Die Betriebsdauer ist kein Eingangsparameter der Berechnung im bisherigen Sinne. Sie kann im Modell nicht prozentual verändert werden. Der Variation von $\pm 30\%$ entspricht das in Abbildung 29 gesondert markierte Zeitintervall von 14 bis 26 Jahren.¹¹⁰ Bei einer Erhöhung der Betriebsdauer um 6 Jahre (+30%) ergibt sich ein um 32,31% gesteigerter Endwert von 69,975 Mio. €. Wird die Betriebsdauer um das gleiche Intervall verkürzt, so sinkt der Endwert um 31,93% auf 36,002 Mio. €. Der Mittelwert des Anstiegs der relativen Endwertänderung im Intervall beträgt 1,0693, die Sensitivität damit 106,93%.

5.4.6 Vergleich der Sensitivitäten

Abbildung 30 ist eine vergleichende Darstellung der ermittelten Sensitivitäten. Die Parameter werden in Bezug auf die Bedeutung ihrer Unsicherheit für die Investitionsentscheidung geordnet. Zusätzlich zu den vorgenannten und grafisch dargestellten wurden weitere Eingangsgrößen ausgewertet. Die Sensitivitäts-

¹⁰⁹ Derartig hohe Kreditzinssätze sind in der Praxis nicht relevant. Der Marktzinssatz zur Kapitalaufnahme liegt sicher unterhalb dieses Wertes, wodurch die Vorteilhaftigkeit der Investition auch nach der Sollzinssatzmethode gegeben ist.

¹¹⁰ Es wird für die Auswertung davon ausgegangen, dass die Laufzeit des Kredites zur Finanzierung der Investition immer der Betriebsdauer entspricht, obwohl die Konditionen des zugrunde liegenden KfW-Kredites dies nicht zulassen. Andernfalls ist eine konsistente Betrachtung nicht möglich. Aufgrund der drei tilgungsfreien Anlaufjahre beginnt die Auswertung bei vier Jahren Betriebsdauer.

werte können als Faktoren interpretiert werden. Sie beschreiben, um welches Vielfache der relativen Parameteränderung sich der Endwert bezogen auf seinen Ausgangswert verändert.¹¹¹

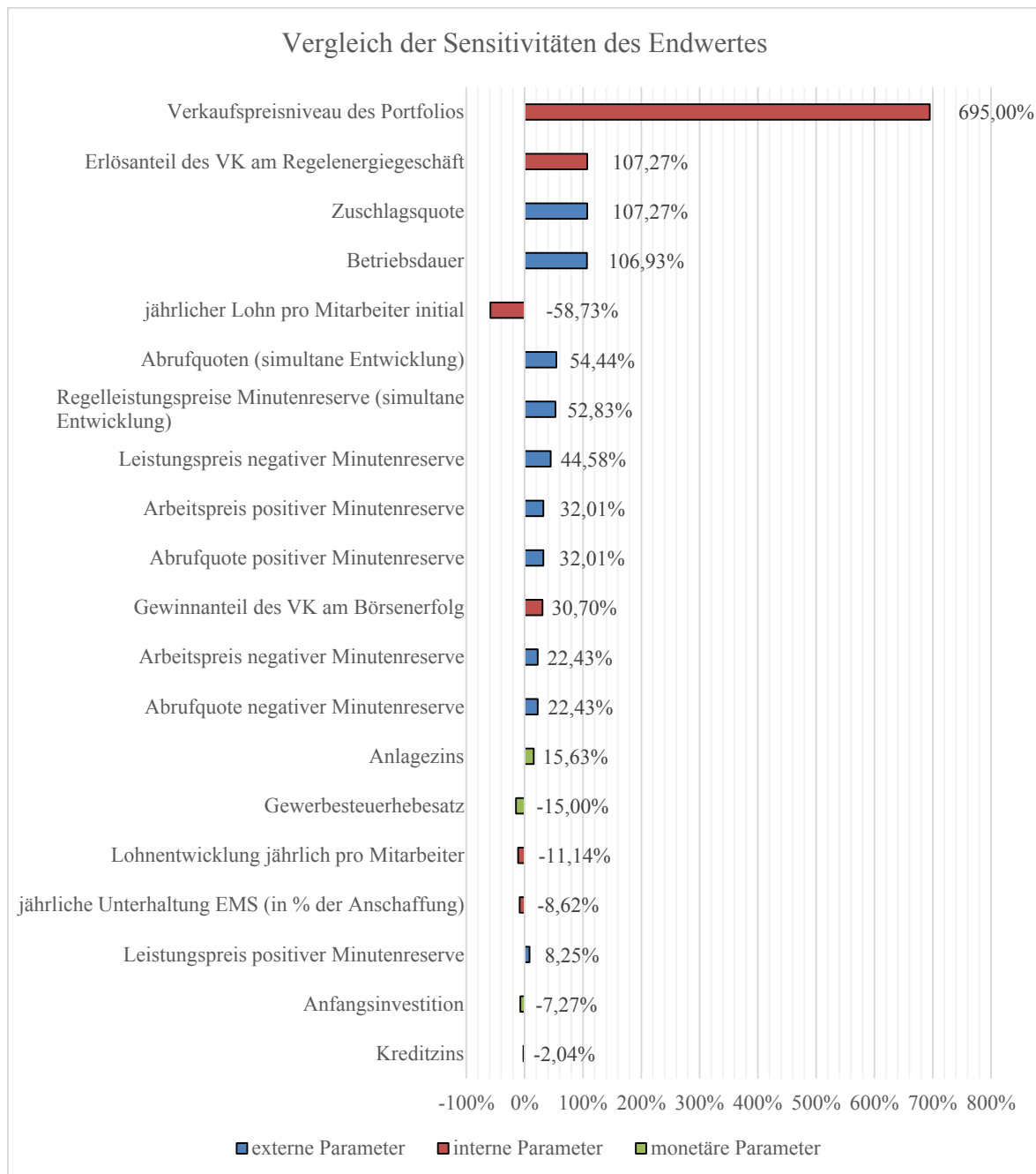


Abbildung 30: Vergleichende Darstellung der Sensitivitäten des Endwertes

¹¹¹ Es handelt sich um die arithmetischen Mittel der Anstiege der relativen Endwertveränderungen (Differenzenquotienten) bei Variation der Parameter im Intervall von $\pm 30\%$ gegenüber den Ausgangswerten des Basisszenarios. Die Sensitivität des Endwertes auf das Verkaufspreisniveau des Portfolios gilt, wie in Abschnitt 5.4.1 dargestellt, abweichend nur in einer Schwankungsbreite des Parameters von -11% bis $+30\%$. Der Gewinnanteil des Virtuellen Kraftwerks am Börsenerfolg bezieht sich aufgrund seines Ausgangswertes von 100% nur auf ein Intervall der Parameteränderung von -30% bis 0% .

Diese Rangfolge gilt ausdrücklich nur im betrachteten Intervall, da die Sensitivitäten nicht linear verlaufen. Bei Vergrößerung der Parameterschwankung können sich andere Werte und damit eine neue Rangfolge ergeben. Es wurden nur Parameter dargestellt, bei denen die Sensitivität des Endwertes sich im Intervall zu mehr als 2% ergibt. Die Sensitivität des Endwertes auf die Entwicklung der Marktwerte des Stroms liegt bei 0%, da durch die Voraussetzung der Sicherheit der übrigen Parameter das Verkaufspreisniveau auf 100% feststeht. Der Merit Order Effekt bleibt somit ohne Auswirkung. Die relativen Änderungen der Arbeitspreise wirken sich jeweils genauso auf den Endwert aus wie die der zugehörigen Abrufquoten, da sich die Erlöse aus dem Regelenenergieabruf als Produkt der abgerufenen Menge und dem Arbeitspreis berechnen. Auch die Änderungen der Zuschlagsquote der Regelleistungsgebote und des Erlösanteiles des virtuellen Kraftwerks am Regelenenergiegeschäft weisen die gleichen Werte auf. Bei Erhöhung der Zuschlagsquote steigen die Erlöse aus der Regelenenergievermarktung um einen bestimmten Betrag, von dem ein Anteil einbehalten wird. Steigt dieser Anteil aber bei konstanter Zuschlagsquote im gleichen Maßstab (bezogen auf den Ausgangswert des Parameters), wird derselbe Betrag den Anlagenbetreibern vorenthalten und dem virtuellen Kraftwerk zugeführt. Der Unterschied besteht also in der Vorteilhaftigkeit für die Anlagenbetreiber.

Als externe Parameter werden diejenigen bezeichnet, die die Geschäftsführung (unter der Annahme, dass jeweils alle anderen Parameter feststehen) nicht oder nur begrenzt selbst beeinflussen kann. Sie beschreiben vor allem Marktentwicklungen. Die internen dagegen sind direkt oder indirekt veränderbar. Das Verkaufspreisniveau lässt sich beispielsweise durch gezieltes Portfoliomanagement und Handelserfahrung erhöhen. Gewinn- und Erlösanteile des virtuellen Kraftwerks werden vertragsindividuell vereinbart, Löhne, deren Steigerung und die Ausgaben für die Weiterentwicklung der Softwaresysteme unterliegen weitgehend der Geschäftsleitung. Die Zuschlagsquote der Regelleistungsgebote kann dagegen bei konstanten gebotenen Preisen nicht selbst verändert werden. Ebenso kann nicht mit beliebigen Preisgeboten die konstante Zuschlagsquote von 80% erreicht werden, diese Entwicklungen hängen vom Markt ab. Arbeitspreise und Abrufquoten verhalten sich analog zueinander. Die Betriebsdauer ist zwar selbst bestimmbar, allerdings gilt die Annahme, dass das Unternehmen so lange besteht, wie die Einnahmen die Ausgaben langfristig absehbar übersteigen. Damit hängt sie von der Summe der Einflüsse der anderen Parameter ab. Mit dem Verkaufspreisniveau des Portfolios, dem Erlösanteil am Regelenenergiegeschäft und der Lohnsteigerung der Mitarbeiter kann die Geschäftsführung also drei der fünf bedeutendsten Parameter weitgehend selbst beeinflussen. Zudem ist klar erkennbar, dass die monetären Parameter, also die Einflussgrößen der Finanzierung, Kapitalanlage, Investitionskosten und Besteuerung, im Vergleich zu den operativen internen und externen Parametern nur eine geringe Bedeutung innehaben.

Weiterhin zeigt die Auswertung, dass mit dem Verkaufspreisniveau, dem Erlösanteil am Regelenenergiegeschäft, der Zuschlagsquote für Regelleistung und der Betriebsdauer vier Parameter eine positive Sensitivität von mehr als 100% aufweisen. Die Betriebsdauer hängt vom Geschäftserfolg ab und wird auf Grundlage der Rechnungsergebnisse nicht verkürzt werden, da der Endwert progressiv mit der Dauer ansteigt.

Die Zuschlagsquote wird nie soweit absinken, dass der Endwert unter null fällt. Dafür wäre eine Quote von 8,78% (-89,02%) notwendig. Eher werden die gebotenen Regelleistungspreise angepasst, um die Entwicklung abzufangen. Der Erlösanteil am Regelenergiegeschäft müsste auf ca. 3,84% (entspricht ebenfalls -89,02%) abgesenkt werden, um einen negativen Endwert zu bewirken. Als direkt beeinflussbarer interner Parameter wird er nicht derart nachteilig gewählt. Einzig und allein das Verkaufspreisniveau kann die Investitionsentscheidung verändern. Die Grenze der Vorteilhaftigkeit liegt bei einer Verringerung des Parameters um 13,88%.

6 Fazit

Das Basisszenario führt zu einem positiven Endwert von 52,89 Mio. € und einer jährlichen endwertbezogenen Rendite von 14,67%. Die Investition lässt sich also absolut als vorteilhaft beurteilen. Die ergänzende Betrachtung des kritischen Sollzinssatzes, der sich zu 138,5626% deutlich oberhalb marktüblicher Kapitalaufnahmезinsen ergibt, führt zur selben Entscheidung. Weiterhin unterstreicht die Amortisationszeit von unter zwei Jahren eine schnelle Wiedergewinnung des gebundenen Kapitals. Die Ergebnisse müssen jedoch vor dem Hintergrund verschiedener vereinfachender Annahmen noch genauer diskutiert werden. Als wichtiger Kritikpunkt ist zu sehen, dass dem virtuellen Kraftwerk in der ersten Periode mit Aufnahme des Geschäftsbetriebs bereits die vollständige Vernetzung aller Anlagen und das Bestehen des gesamten Erzeugerpools unterstellt wird. In der Realität ist der Aufbau eines solchen Pools ein kontinuierlicher und kostenintensiver Prozess. Hier könnte ein Wachstumsmodell helfen, den dynamischen Aufbau des Pools besser zu berücksichtigen. Das Berechnungsmodell bezieht zudem nur einen Ausschnitt der möglichen Aktivitäten des virtuellen Kraftwerks ein. Der Markt für Sekundärreserveleistung wird nicht bedient, die Börsenhandelsgeschäfte beschränken sich lediglich auf den Day-Ahead Spotmarkt. Weder Intraday- noch Terminmärkte finden Eingang in die Rechnung. Weiterhin sind auch Stromlieferverträge an Endkunden ein denkbare Geschäftsfeld. Es ist also in der Realität auch von größeren Erlöspotenzialen auszugehen. Die Verwendung des Verkaufspreisniveaus des Portfolios gegenüber den Marktwerten des Stroms einerseits und der Anlagenkombination andererseits als separate und unabhängige Eingangsparameter der Rechnung ist ebenfalls kritisch zu sehen. Tatsächlich besteht ein Zusammenhang zwischen diesen Größen, denn gerade die Diversifikation des Anlagenportfolios und die Integration von Speichertechnologien ermöglichen die Erhöhung des Verkaufspreisniveaus. In der Rechnung dienen die fixen Eigenschaften der Anlagenkategorien vor allem dazu, eine Strommenge und zugehörige Regelleistungskapazitäten des Kraftwerkspools zu errechnen. Die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerks ist maßgeblich davon beeinflusst, wie die Anlagenkategorien bezüglich der Kriterien definiert werden. Zugrunde gelegte Annahmen basieren auf mehreren Gesprächen mit Experten sowie weiteren Recherchen, können aber trotzdem nicht als absolut und allgemeingültig angesehen werden. Bei Veränderung der Eigenschaften der Kategorien besteht die Möglichkeit durch neue Anlagenkombinationen eine ähnliche Strom- und Kapazitätsmenge wie in der Basisrechnung zu erreichen. Da die Realität nicht aus diskret definierten Kategorien,

sondern aus beliebigen individuellen Anlagen besteht, ist die Argumentation, durch vorteilhafte Anlagen- diversifikation bei konstanter gehandelter Strommenge bessere Verkaufspreise zu erreichen, trotzdem vertretbar. Eine Weiterentwicklung des Modells in dieser Hinsicht wäre, einen quantitativen Zusammenhang zwischen Diversifikation des Erzeugerpools, der Speicherintegration und dem Verkaufspreisniveau herzustellen. Dies setzt allerdings eine umfassende Datenbasis voraus.

7 Ausblick

Das Modell und die Rechnung sind stark abhängig vom grundsätzlichen Bestand und von den Detailregelungen der im EEG festgeschriebenen Förderungen. Die hohe Rentabilität der Investition deutet darauf hin, dass in diesem Bereich eine „Überförderung“ stattfindet, so dass sich die Frage stellt, wie lange und in welcher Form das Fördersystem des EEG Bestand haben wird. Auch die Möglichkeit zur Regelenergievermarktung basiert auf den Zugangsvoraussetzungen und der Zulassung der Poolbildung. Das Eckpunktetpapier zur Reform des EEG vom 21. Januar 2014¹¹² zeigt, dass das bestehende System in Zukunft grundlegende Änderungen erfahren soll. Hauptziel ist hierbei laut Eckpunktetpapier „... die bisherige Kostendynamik des EEG zu durchbrechen und so die Steigerung der Stromkosten für Stromverbraucher zu begrenzen.“¹¹³ Wichtig für die Betreiber virtueller Kraftwerke ist in diesem Zusammenhang die geplante Verpflichtung zur Direktvermarktung von Neuanlagen ab einer bestimmten Größe bei gleichzeitiger stärkerer Degression der Festvergütungen.¹¹⁴ Ein weiterer wichtiger Punkt, welcher entscheidende Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit virtueller Kraftwerke besitzt, ist der geplante Wegfall der Managementprämie. Die Vermarktungskosten sollen jedoch in die Vergütungen der Anlagenbetreiber eingepreist werden.¹¹⁵ Dadurch wird es für den Direktvermarkter schwieriger, eine Vorteilsgarantie für die Anlagenbetreiber zu geben. Durch die gleichzeitige Einführung der Vermarktungspflicht werden jedoch die Anlagenbetreiber gezwungen, entweder den Strom ohne Hilfe eines Dienstleisters zu vermarkten, was für die meisten eher unrealistisch ist, oder auf Direktvermarkter zurückzugreifen. Gleichzeitig wird zwischen den Betreibern von virtuellen Kraftwerken ein intensiverer Wettbewerbsdruck in Bezug auf die Dienstleistungsentgelte entstehen. Nichtsdestotrotz stellen virtuelle Kraftwerke im Sinne eines vernetzten und zentral gesteuerten Verbundes erneuerbarer Erzeugungsanlagen, der aktiv am Handelsgeschehen der Märkte teilnimmt, ein interessantes Konzept dar. Die Bündelung von Vermarktungs-Knowhow, die informationstechnische Infrastruktur, die Erschließung des Großhandels- und Regelenergiemarktes für kleine Anlagen und die nachfrageorientierte Steuerung der Erzeugung bieten nicht nur den Anlagenbetreibern Vorteile, sondern zeigen eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Weiterführung des Festvergütungssystems. Ein Pool aus einer

¹¹² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014a).

¹¹³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014a), S. 1.

¹¹⁴ Eine Ausnahme bildet hier die Offshore-Windenergie, bei der das Stauchungsmodell verlängert wurde; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014a), S. 11.

¹¹⁵ Die soll in einer Größenordnung von 0,2 ct/kWh und bei Wind und PV wegen der höheren Ausgleichsenergiekosten (Prognosefehler) in einer Größenordnung von 0,4 ct/kWh erfolgen; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014b), S. 3 f.

großen Zahl verschiedener Anlagentypen wird wahrscheinlich zukünftig flexibler im Stande sein, auf Veränderungen der Märkte zu reagieren als einzelne Anlagen. Zudem besteht für die Anlagen, deren 20-jährige Vergütung ausläuft, schlicht die Notwendigkeit der Marktintegration.¹¹⁶ Sinnvoll wäre eine Verlagerung des Förderungsfokusses auf die Entwicklung und Anschaffung von Speichertechnologien, um Anlagenbetreibern ohne große Verringerung der erzeugten Strommengen den Absatz des Stromes zu Spitzenlastzeiten zu ermöglichen.¹¹⁷ Insgesamt ist die Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken vor allem von den zukünftigen politischen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Förderung der erneuerbaren Energien und der Lobbyarbeit der einzelnen Interessengruppen abhängig. Interessanterweise drängen trotz aller rechtlichen Unsicherheiten immer neue Anbieter virtueller Kraftwerkspools auf den Markt¹¹⁸, was mutmaßlich die Attraktivität des Geschäftsmodells unterstreicht.

¹¹⁶ So auch die Aussagen befragter Experten.

¹¹⁷ So auch die Aussagen befragter Experten.

¹¹⁸ So auch die Aussagen befragter Experten.

Anhang

Anhang 1 - BDEW Standardlastprofil H0 (Viertelstunden-Leistungswerte für den Jahresverbrauch von 1.000 kWh/Jahr)

Standardlastprofil H0 - Haushalt									
H0	Winter (01.11. - 20.03.)			Sommer (15.05. - 14.09.)			Übergangszeit (21.03. - 14.05. und 15.09. - 31.10.)		
[kW]	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag
0:15	0,0708	0,0875	0,0676	0,0898	0,1001	0,0863	0,0802	0,0934	0,0778
0:30	0,0682	0,0811	0,0608	0,0849	0,0925	0,0769	0,0751	0,0868	0,0696
0:45	0,0659	0,0750	0,0549	0,0807	0,0859	0,0688	0,0707	0,0812	0,0624
1:00	0,0633	0,0691	0,0499	0,0766	0,0799	0,0624	0,0666	0,0757	0,0566
1:15	0,0595	0,0634	0,0462	0,0717	0,0741	0,0580	0,0623	0,0701	0,0525
1:30	0,0550	0,0582	0,0436	0,0666	0,0687	0,0553	0,0580	0,0645	0,0497
1:45	0,0505	0,0536	0,0419	0,0616	0,0639	0,0536	0,0541	0,0593	0,0479
2:00	0,0466	0,0499	0,0408	0,0574	0,0599	0,0524	0,0508	0,0549	0,0466
2:15	0,0439	0,0473	0,0401	0,0545	0,0570	0,0513	0,0484	0,0517	0,0455
2:30	0,0423	0,0455	0,0396	0,0526	0,0550	0,0503	0,0468	0,0494	0,0445
2:45	0,0414	0,0442	0,0394	0,0514	0,0535	0,0492	0,0457	0,0478	0,0438
3:00	0,0408	0,0433	0,0391	0,0508	0,0524	0,0483	0,0449	0,0466	0,0433
3:15	0,0403	0,0424	0,0388	0,0503	0,0515	0,0475	0,0444	0,0455	0,0430
3:30	0,0399	0,0415	0,0386	0,0500	0,0508	0,0469	0,0439	0,0445	0,0430
3:45	0,0395	0,0407	0,0383	0,0499	0,0502	0,0465	0,0435	0,0438	0,0431
4:00	0,0391	0,0400	0,0383	0,0499	0,0499	0,0466	0,0433	0,0433	0,0433
4:15	0,0388	0,0393	0,0384	0,0501	0,0499	0,0471	0,0431	0,0431	0,0434
4:30	0,0385	0,0388	0,0388	0,0504	0,0500	0,0480	0,0431	0,0431	0,0437
4:45	0,0383	0,0385	0,0393	0,0507	0,0501	0,0493	0,0431	0,0432	0,0442
5:00	0,0383	0,0383	0,0400	0,0508	0,0499	0,0508	0,0433	0,0433	0,0449
5:15	0,0385	0,0383	0,0409	0,0508	0,0495	0,0527	0,0436	0,0433	0,0463
5:30	0,0391	0,0384	0,0431	0,0509	0,0489	0,0556	0,0442	0,0433	0,0489
5:45	0,0403	0,0387	0,0477	0,0516	0,0484	0,0605	0,0454	0,0432	0,0537
6:00	0,0424	0,0391	0,0558	0,0533	0,0483	0,0682	0,0474	0,0433	0,0616
6:15	0,0456	0,0397	0,0680	0,0562	0,0487	0,0792	0,0505	0,0435	0,0729
6:30	0,0499	0,0404	0,0828	0,0604	0,0498	0,0920	0,0549	0,0443	0,0863
6:45	0,0553	0,0413	0,0980	0,0658	0,0519	0,1047	0,0607	0,0460	0,1001
7:00	0,0616	0,0424	0,1115	0,0724	0,0549	0,1157	0,0682	0,0491	0,1124
7:15	0,0689	0,0440	0,1216	0,0800	0,0592	0,1235	0,0775	0,0539	0,1218
7:30	0,0771	0,0466	0,1285	0,0885	0,0649	0,1286	0,0879	0,0604	0,1285
7:45	0,0861	0,0511	0,1327	0,0974	0,0723	0,1320	0,0986	0,0688	0,1329
8:00	0,0957	0,0583	0,1348	0,1065	0,0816	0,1348	0,1090	0,0791	0,1357
8:15	0,1058	0,0686	0,1354	0,1156	0,0929	0,1378	0,1184	0,0911	0,1372
8:30	0,1158	0,0813	0,1348	0,1244	0,1056	0,1407	0,1267	0,1043	0,1377
8:45	0,1249	0,0952	0,1331	0,1328	0,1190	0,1432	0,1338	0,1180	0,1377
9:00	0,1323	0,1090	0,1307	0,1407	0,1323	0,1448	0,1398	0,1315	0,1373
9:15	0,1376	0,1219	0,1277	0,1478	0,1448	0,1453	0,1447	0,1442	0,1369
9:30	0,1411	0,1337	0,1246	0,1540	0,1562	0,1449	0,1488	0,1555	0,1364
9:45	0,1433	0,1444	0,1215	0,1589	0,1660	0,1438	0,1524	0,1653	0,1357
10:00	0,1448	0,1540	0,1190	0,1623	0,1740	0,1423	0,1556	0,1731	0,1348
10:15	0,1460	0,1626	0,1173	0,1641	0,1800	0,1408	0,1589	0,1788	0,1337
10:30	0,1472	0,1705	0,1162	0,1647	0,1846	0,1395	0,1620	0,1831	0,1324
10:45	0,1484	0,1780	0,1157	0,1650	0,1887	0,1385	0,1649	0,1870	0,1314

11:00	0,1498	0,1856	0,1157	0,1656	0,1931	0,1382	0,1673	0,1914	0,1307
11:15	0,1515	0,1933	0,1161	0,1671	0,1983	0,1386	0,1692	0,1970	0,1306
11:30	0,1535	0,2006	0,1170	0,1694	0,2037	0,1401	0,1708	0,2030	0,1315
11:45	0,1560	0,2066	0,1187	0,1724	0,2087	0,1426	0,1725	0,2085	0,1336
12:00	0,1590	0,2106	0,1215	0,1756	0,2122	0,1465	0,1748	0,2122	0,1373
12:15	0,1624	0,2118	0,1254	0,1790	0,2137	0,1515	0,1777	0,2135	0,1426
12:30	0,1658	0,2102	0,1296	0,1819	0,2128	0,1567	0,1808	0,2118	0,1482
12:45	0,1684	0,2059	0,1330	0,1837	0,2090	0,1607	0,1831	0,2070	0,1528
13:00	0,1698	0,1989	0,1348	0,1839	0,2023	0,1623	0,1839	0,1989	0,1548
13:15	0,1694	0,1896	0,1342	0,1821	0,1924	0,1605	0,1827	0,1876	0,1532
13:30	0,1676	0,1787	0,1317	0,1787	0,1809	0,1561	0,1798	0,1746	0,1489
13:45	0,1648	0,1673	0,1280	0,1741	0,1692	0,1502	0,1758	0,1617	0,1432
14:00	0,1615	0,1565	0,1240	0,1690	0,1590	0,1440	0,1715	0,1506	0,1373
14:15	0,1581	0,1470	0,1202	0,1637	0,1514	0,1384	0,1672	0,1428	0,1324
14:30	0,1549	0,1389	0,1168	0,1589	0,1460	0,1336	0,1631	0,1376	0,1284
14:45	0,1518	0,1321	0,1137	0,1546	0,1416	0,1294	0,1592	0,1339	0,1248
15:00	0,1490	0,1265	0,1107	0,1515	0,1373	0,1257	0,1556	0,1307	0,1215
15:15	0,1465	0,1220	0,1079	0,1496	0,1324	0,1224	0,1523	0,1271	0,1181
15:30	0,1444	0,1181	0,1055	0,1486	0,1270	0,1196	0,1495	0,1231	0,1148
15:45	0,1427	0,1148	0,1035	0,1480	0,1216	0,1174	0,1472	0,1190	0,1117
16:00	0,1415	0,1115	0,1024	0,1473	0,1165	0,1157	0,1457	0,1149	0,1090
16:15	0,1409	0,1083	0,1022	0,1462	0,1122	0,1146	0,1450	0,1110	0,1069
16:30	0,1417	0,1059	0,1032	0,1450	0,1089	0,1142	0,1454	0,1077	0,1057
16:45	0,1449	0,1052	0,1056	0,1441	0,1067	0,1146	0,1467	0,1056	0,1055
17:00	0,1515	0,1074	0,1099	0,1440	0,1057	0,1157	0,1490	0,1049	0,1065
17:15	0,1619	0,1129	0,1160	0,1449	0,1061	0,1176	0,1523	0,1060	0,1091
17:30	0,1746	0,1209	0,1237	0,1469	0,1077	0,1203	0,1564	0,1088	0,1131
17:45	0,1874	0,1300	0,1326	0,1500	0,1104	0,1239	0,1615	0,1132	0,1183
18:00	0,1981	0,1390	0,1423	0,1540	0,1140	0,1282	0,1673	0,1190	0,1248
18:15	0,2052	0,1468	0,1524	0,1588	0,1183	0,1332	0,1737	0,1260	0,1324
18:30	0,2091	0,1535	0,1622	0,1640	0,1234	0,1389	0,1804	0,1337	0,1406
18:45	0,2111	0,1597	0,1712	0,1692	0,1292	0,1451	0,1867	0,1415	0,1491
19:00	0,2122	0,1656	0,1789	0,1740	0,1357	0,1515	0,1923	0,1490	0,1573
19:15	0,2132	0,1715	0,1847	0,1778	0,1428	0,1579	0,1965	0,1555	0,1649
19:30	0,2130	0,1764	0,1882	0,1805	0,1498	0,1638	0,1990	0,1606	0,1711
19:45	0,2104	0,1791	0,1889	0,1818	0,1557	0,1683	0,1994	0,1636	0,1752
20:00	0,2039	0,1781	0,1864	0,1814	0,1598	0,1706	0,1973	0,1640	0,1765
20:15	0,1929	0,1729	0,1807	0,1793	0,1614	0,1704	0,1924	0,1615	0,1745
20:30	0,1790	0,1647	0,1727	0,1757	0,1608	0,1683	0,1852	0,1571	0,1705
20:45	0,1644	0,1556	0,1639	0,1710	0,1590	0,1653	0,1766	0,1522	0,1657
21:00	0,1515	0,1473	0,1556	0,1656	0,1565	0,1623	0,1673	0,1482	0,1615
21:15	0,1419	0,1414	0,1489	0,1601	0,1539	0,1601	0,1579	0,1459	0,1589
21:30	0,1353	0,1372	0,1434	0,1551	0,1515	0,1584	0,1495	0,1447	0,1572
21:45	0,1310	0,1337	0,1384	0,1511	0,1493	0,1568	0,1429	0,1436	0,1554
22:00	0,1282	0,1298	0,1332	0,1490	0,1473	0,1548	0,1390	0,1415	0,1523
22:15	0,1261	0,1248	0,1272	0,1489	0,1454	0,1519	0,1383	0,1375	0,1472
22:30	0,1241	0,1186	0,1205	0,1496	0,1430	0,1479	0,1392	0,1318	0,1403
22:45	0,1216	0,1116	0,1133	0,1494	0,1392	0,1425	0,1395	0,1247	0,1321
23:00	0,1182	0,1040	0,1057	0,1465	0,1332	0,1357	0,1373	0,1165	0,1232
23:15	0,1134	0,0962	0,0980	0,1398	0,1244	0,1272	0,1311	0,1076	0,1140
23:30	0,1074	0,0884	0,0902	0,1303	0,1138	0,1175	0,1219	0,0984	0,1048
23:45	0,1008	0,0807	0,0825	0,1195	0,1025	0,1071	0,1115	0,0892	0,0956
0:00	0,0941	0,0732	0,0749	0,1090	0,0916	0,0965	0,1015	0,0807	0,0866

Quelle: Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH (2013)

Anhang 2 - Marktdaten des Auktionenhandels für Stundenkontrakte an der EPEX Spot SE (November 2013)

		Fr, 01.11.	Sa, 02.11.	So, 03.11.	Mo, 04.11.	Di, 05.11.	Mi, 06.11.	Do, 07.11.	Fr, 08.11.	Sa, 09.11.	So, 10.11.	Mo, 11.11.	Di, 12.11.	Mi, 13.11.	Do, 14.11.	Fr, 15.11.
00 - 01	€/MWh	29,66	27,78	13,13	7,08	21,67	20,04	27,23	31,2	29,56	16,06	20,93	25,88	31,13	30,77	32,63
	MWh	25.329,50	26.623,90	26.435,60	28.521,60	26.685,90	27.255,30	27.444,30	24.337,50	30.436,60	28.307,80	23.767,60	25.421,60	25.004,80	24.349,40	23.832,30
01 - 02	€/MWh	27,96	19,87	10,98	9,11	20,07	19,61	17,51	29,5	25,76	11,25	23,08	21,22	30,09	29,37	32,04
	MWh	26.026,30	26.290,20	26.601,90	28.491,40	27.322,80	29.027,00	28.094,40	24.590,40	29.577,80	30.051,80	24.903,80	26.067,90	25.845,10	24.361,70	24.240,60
02 - 03	€/MWh	24,97	13,13	8,88	8,21	19,63	13,15	14,08	27,51	19,66	8,55	20,88	18,02	29,11	29,14	31,33
	MWh	26.255,10	27.854,30	27.330,70	28.052,30	28.325,90	30.319,50	30.553,70	23.648,50	31.523,20	30.897,60	26.166,90	26.470,70	25.044,30	24.965,20	23.835,90
03 - 04	€/MWh	25,05	12,1	5,48	6,58	18,33	9,02	11,04	25,42	14,5	2,08	15,09	18,1	27,57	29,22	31,31
	MWh	26.863,80	28.161,20	28.250,90	27.982,70	27.446,10	30.633,40	31.276,90	22.680,80	32.519,80	30.547,70	25.271,90	26.260,60	24.187,40	24.816,30	23.478,70
04 - 05	€/MWh	22,42	11,64	2,28	9,11	19,62	6,99	10,57	25,51	12,91	2	14,85	21,98	28,81	29,25	31,61
	MWh	25.672,60	28.568,80	28.743,10	27.298,10	26.404,40	30.712,50	31.771,40	22.573,90	32.195,50	28.950,50	23.378,20	26.221,60	24.089,90	23.294,40	22.775,20
05 - 06	€/MWh	24,96	12,16	2,47	10,62	26,95	17,36	16,62	30,05	17,09	3,33	20,8	27,53	30,51	30,77	33,53
	MWh	25.451,00	28.460,20	29.265,70	25.806,80	26.275,50	29.226,30	30.522,00	22.904,90	33.385,90	28.366,40	22.646,50	26.171,40	25.051,20	25.161,10	23.222,30
06 - 07	€/MWh	29,9	12,54	3,77	31,79	38,83	32,89	30,2	39,58	15,59	8,21	37,9	35,71	39,18	39,38	42,76
	MWh	27.198,20	28.121,00	29.831,70	26.268,30	27.593,00	28.635,40	30.071,10	24.123,40	33.344,20	29.531,60	24.362,80	25.813,40	26.179,10	26.197,70	24.875,30
07 - 08	€/MWh	28,58	14,16	1,43	42,5	43,65	35,92	31,56	55,91	22,88	11,06	43,73	64,32	54,93	53,73	62,52
	MWh	26.728,90	26.953,00	29.064,80	30.376,90	30.303,40	31.845,60	32.165,30	25.663,90	32.444,50	28.106,20	24.966,70	29.481,10	28.775,00	29.314,60	27.701,70
08 - 09	€/MWh	32,95	25,08	4,92	38,74	42,9	39,6	33,93	55,05	28,98	13,76	47,32	60,04	55,91	55,91	65,83
	MWh	33.001,50	25.440,90	28.740,00	32.738,00	35.196,80	34.992,50	37.424,30	29.161,20	33.233,70	26.851,00	27.576,20	30.613,80	30.015,90	29.203,20	29.102,90
09 - 10	€/MWh	32,74	32,38	12,22	34,88	38,43	31,66	32,46	54,36	20	19,17	51,26	49,58	54,52	54,19	66,7
	MWh	34.508,90	25.919,00	29.835,70	34.690,60	36.621,40	36.636,00	37.972,60	29.966,50	34.864,30	25.615,50	28.582,80	31.307,80	31.062,90	30.976,40	30.758,30
10 - 11	€/MWh	32,45	35,64	12,18	34,12	34,97	30,2	31,86	56,04	16,7	27,37	46,27	43,92	54,01	50,03	60,4
	MWh	34.041,20	25.375,10	32.265,00	35.576,80	38.289,70	38.043,00	38.295,40	30.420,10	37.066,10	26.999,00	29.181,30	32.795,60	31.089,10	31.495,80	31.326,90
11 - 12	€/MWh	35,85	37,38	15,05	33,84	36,11	30,49	32,45	57,3	16,69	35,17	47,79	40,6	53,88	51,96	54,04
	MWh	34.177,90	25.443,70	34.552,40	35.056,00	38.816,10	39.340,10	38.449,80	30.694,70	38.935,10	28.044,10	29.431,30	33.572,90	31.456,00	31.761,80	32.151,80
12 - 13	€/MWh	39,31	37,08	13,86	30,54	36,61	29,97	32,41	56,22	14,23	36,07	51,59	40,56	49,12	52,93	51,92
	MWh	33.591,00	26.327,40	34.951,70	34.944,80	38.343,70	38.905,40	37.872,00	30.912,60	39.414,40	27.958,70	30.591,20	32.757,50	31.677,10	31.262,60	32.614,90
13 - 14	€/MWh	36,96	35,92	11,9	31,6	40,01	31,08	32,5	57	13,06	30,3	49,03	50,34	50,02	57,91	50,91
	MWh	32.779,10	26.163,30	34.682,80	34.281,80	36.889,00	36.993,50	37.127,90	29.991,80	38.416,90	26.998,90	28.926,10	31.792,60	31.296,50	30.874,40	31.857,30
14 - 15	€/MWh	35,06	34,24	8,83	32,26	39,94	36,07	35,28	53,99	14,24	25,94	46,59	52,4	50	57,43	49,36
	MWh	32.301,60	25.301,30	32.784,80	33.930,10	35.597,40	34.819,50	35.958,40	29.407,40	35.714,70	25.448,70	26.847,30	30.055,00	30.296,50	29.844,40	31.206,70
15 - 16	€/MWh	34,47	34,63	8,1	33,27	45,57	38,93	40	52,63	20,9	22,8	51,41	56,59	50,64	56,51	51,01
	MWh	31.223,00	23.964,20	31.337,80	33.431,60	35.445,60	32.312,70	34.179,10	28.598,10	32.735,50	24.326,70	26.412,30	27.967,70	29.032,00	28.194,10	30.175,20
16 - 17	€/MWh	35,94	35,9	11	37,88	48,62	42,33	49	51,9	32,69	26,65	51,94	58,97	52,81	55,91	55,07
	MWh	30.964,50	23.722,30	30.654,30	32.762,10	34.456,70	31.112,80	33.214,90	27.639,40	31.897,80	24.413,00	26.370,80	27.798,40	27.580,40	27.244,50	28.819,40
17 - 18	€/MWh	39,69	40,96	20,67	45,99	63,97	51,14	65,38	69,25	38,77	36,06	56,46	90,03	80	75,63	64,91
	MWh	29.870,80	24.002,50	31.244,80	31.342,40	33.404,00	29.844,90	31.987,80	28.409,70	31.667,20	25.220,80	26.330,70	27.832,60	27.683,50	26.740,50	28.172,40
18 - 19	€/MWh	41,62	48,38	23,73	44,98	62,4	65,39	79,94	73,71	40,07	39,56	63,5	105,34	99,93	90,45	65,04
	MWh	30.561,00	26.561,30	31.834,50	32.572,60	35.158,90	32.082,10	33.150,30	28.479,60	33.785,30	26.046,90	28.067,40	29.049,10	29.633,90	27.632,40	29.899,10
19 - 20	€/MWh	37,95	41,43	21,93	41,36	42,56	51,74	64,7	53,98	38,1	38,09	58,01	70	57,17	61,12	54,6
	MWh	31.125,30	26.431,10	32.986,00	32.406,60	35.147,90	31.794,70	34.399,10	29.292,30	33.435,90	27.684,40	28.994,10	28.367,10	29.858,80	28.472,60	31.029,00
20 - 21	€/MWh	35,33	37,42	18,92	35,28	37,9	40,13	51,72	45,86	34,93	35,08	50,46	60	52,6	54,63	48,79
	MWh	27.586,10	23.765,80	31.312,60	31.258,00	32.019,20	27.990,60	28.292,30	26.362,90	31.019,10	27.863,40	28.130,30	25.828,50	28.478,00	28.261,30	27.532,30
21 - 22	€/MWh	31,57	30,67	13,85	29,17	32,91	32,55	37,96	36,19	32,91	34,22	40,3	50,05	39,52	51,95	34,16
	MWh	25.519,50	23.031,50	30.720,40	30.986,60	31.419,30	26.813,20	28.320,00	24.665,20	30.871,70	27.789,30	26.758,60	25.277,30	26.632,00	26.200,10	25.485,50
22 - 23	€/MWh	34,96	33,33	16,16	28,41	29,54	32,48	35,91	34,93	31,87	35,43	35,83	37,25	35,96	40,21	33,42
	MWh	23.658,00	23.758,10	30.317,20	29.646,40	30.143,40	26.527,40	26.598,70	24.271,30	30.707,30	26.713,50	24.978,70	24.854,40	25.467,50	26.020,40	25.281,70
23 - 24	€/MWh	32,47	28,73	9,94	23,07	21,64	29,94	32,48	31,19	22,92	24,08	30,84	33,17	32,18	34,13	32,06
	MWh	24.616,10	24.505,80	30.531,10	28.970,30	30.195,80	25.362,10	26.249,10	24.381,60	29.578,20	26.897,00	24.821,20	24.018,00	25.070,50	25.020,60	24.099,10

Sa, 16.11.	So, 17.11.	Mo, 18.11.	Di, 19.11.	Mi, 20.11.	Do, 21.11.	Fr, 22.11.	Sa, 23.11.	So, 24.11.	Mo, 25.11.	Di, 26.11.	Mi, 27.11.	Do, 28.11.	Fr, 29.11.	Sa, 30.11.	Mittelwert
32	29,02	32,06	30,82	31,71	31,44	32	33,53	31,46	29,56	29,75	32,02	27,81	25,96	14,98	26,96
25.611,10	24.696,40	23.445,80	24.517,50	23.033,60	22.822,60	23.988,20	22.178,90	23.809,20	23.688,10	24.484,40	24.561,90	25.296,30	24.493,70	27.090,30	25.249,06
30,72	27,26	31,31	30,44	30,46	30,72	31,18	32,01	29,42	28,09	30,29	31,08	23,01	24,1	14,37	25,06
25.194,90	24.707,40	24.034,50	24.881,70	23.192,10	23.096,70	24.361,60	22.493,70	24.191,80	23.618,90	24.863,40	24.290,10	25.636,90	24.784,50	27.819,30	25.622,02
30,62	28,13	31,22	29,99	29,24	29,96	29,77	30,89	25,47	25,02	29,84	30,62	14,79	22,36	11,9	22,87
25.322,90	26.031,20	24.286,30	24.650,50	22.704,70	23.324,40	24.351,90	22.769,20	24.888,50	24.088,10	24.614,60	23.461,60	25.968,10	24.348,40	27.875,80	25.997,67
30,43	27,99	29,08	30,74	29,48	30,69	29,77	29,84	24	24,68	30,22	30,19	14,79	26,38	14,14	21,78
25.718,40	26.548,70	23.015,80	25.152,30	22.548,80	23.132,30	24.467,10	22.887,80	24.804,40	24.372,30	24.684,40	23.174,40	26.237,20	24.598,40	28.274,50	25.999,83
30,72	28,53	29,18	32,02	30,63	31,59	31,1	31,31	25,63	25,18	30,56	30,36	21,54	29,01	12,74	22,32
25.478,20	25.955,40	22.297,20	25.312,70	22.797,00	23.216,60	24.437,60	23.063,40	24.439,40	24.091,40	24.952,20	23.489,30	26.068,00	24.675,20	26.853,30	25.659,23
30,94	28,99	32,05	32,63	32,05	33,58	32,32	29,91	22,99	29,12	32,07	29,95	29,47	29,09	14,35	24,81
25.478,80	25.520,30	22.932,80	23.964,90	22.381,50	22.376,90	24.160,10	22.280,20	24.832,30	23.416,10	24.400,00	23.333,40	25.015,00	25.031,20	26.248,50	25.442,97
30,55	28,32	41,27	40,98	39,69	43,85	40,79	30,97	14,41	38,01	48,76	38,09	39,7	39,11	20,33	32,44
25.927,90	26.906,50	24.229,40	24.213,20	22.427,60	23.855,10	22.959,60	22.407,10	25.033,30	23.184,60	24.689,50	24.198,90	25.995,00	26.045,40	25.978,30	26.006,59
31,32	30,95	55,91	60,03	54,94	65,96	51,92	32,2	14,82	62,54	61,12	62,85	55,59	65,03	30,43	43,42
26.698,90	27.552,60	28.586,40	27.236,40	25.754,80	25.593,50	26.650,60	22.311,90	24.335,00	28.184,70	26.792,90	27.552,20	29.227,10	29.145,90	25.644,30	27.838,63
33,12	32,55	55	67,17	58,9	65,02	60,91	37,82	28,83	60,72	65,51	63,99	50,95	69,27	34,73	46,18
26.751,00	25.691,20	28.774,30	27.696,30	25.936,40	27.223,50	27.239,50	22.012,60	23.422,70	28.881,00	27.817,20	31.145,40	33.038,60	29.281,30	26.046,30	29.141,64
35,11	35,01	52,42	63,06	59,45	64,46	61,91	52,43	34,02	45,45	65,44	50,17	59,99	59,99	36,02	45,01
28.078,00	26.071,60	29.694,70	29.061,50	26.596,10	28.367,30	27.269,30	22.173,60	24.110,30	30.596,00	28.859,50	32.943,60	32.867,40	29.356,70	27.195,50	30.085,33
35,32	34,49	50,05	56,82	64,23	61,22	60,99	59,06	35,38	39,23	53,82	41,87	50,09	53,34	37,49	43,32
29.205,60	26.776,40	30.599,70	30.077,70	27.040,00	28.961,20	27.672,90	22.937,70	25.264,00	31.380,20	30.510,50	34.149,50	32.478,20	29.864,90	28.079,00	30.908,59
35,07	43,43	47,52	57,96	64,23	64,04	67,48	61,92	36,03	39,44	51,93	38,29	50,94	47,99	37,16	44,07
30.095,00	28.249,50	31.119,90	30.402,70	27.007,50	29.681,20	27.861,90	23.333,60	26.386,50	32.209,80	31.344,50	34.971,60	32.911,20	30.748,80	28.601,00	31.560,28
33,6	35,75	44,02	56,93	58,49	63,93	65,01	59,99	34,07	39,63	49,11	38,88	46,21	39,42	36,92	42,48
29.959,40	28.605,00	31.475,90	30.560,70	27.129,60	29.078,20	28.295,50	23.214,70	27.453,90	31.678,70	31.043,90	34.829,60	33.499,10	29.931,80	28.437,30	31.577,28
32,99	35,74	47,68	59,94	58,5	64,45	59,98	47,66	29,94	43,41	52,94	44,99	44,3	35,64	37,92	42,49
29.605,70	26.773,10	30.455,70	29.182,10	26.353,70	27.991,80	27.958,00	22.658,00	26.652,10	31.139,90	29.925,10	34.216,50	32.794,80	30.503,50	27.132,90	30.747,16
33,22	36,23	61,14	57,92	61,14	65,03	51,99	39,98	29,51	53,48	56,96	50,28	38,83	33,27	38,42	42,31
28.172,20	26.068,70	29.177,20	27.470,30	25.224,40	27.324,50	27.790,30	21.778,60	25.095,20	28.933,60	28.880,20	32.891,40	32.221,70	30.045,20	25.468,50	29.535,19
34,13	41,07	55,07	60,07	59,01	64,45	54,34	44,45	29,23	62,52	63,78	60,49	37,5	31,89	42,92	44,61
27.247,50	25.964,60	28.359,60	26.265,50	24.687,70	26.218,20	27.402,70	21.318,10	23.930,80	27.505,30	27.115,70	31.911,30	33.372,20	30.345,40	24.487,60	28.515,59
45,05	45,03	58,04	62,96	63,9	64,09	64,78	51,92	33,89	59,59	70,69	61,57	47,87	34,61	49,76	48,68
27.269,00	24.687,10	26.776,20	24.985,00	23.833,20	25.949,70	26.899,90	22.535,20	24.127,00	25.493,10	25.340,20	30.607,50	33.666,70	30.553,00	24.562,00	27.864,54
52,99	53,68	80,13	89,79	84,96	94,26	73,39	66,97	34,43	79,3	114,32	82,45	59,65	35,32	63,1	63,46
28.867,00	25.301,50	27.071,10	25.073,50	23.617,60	25.338,30	26.152,20	24.163,60	23.840,40	26.062,30	26.219,60	31.792,40	33.496,10	30.616,00	26.188,20	27.918,48
52,99	58,04	58,94	94,95	69,48	93,13	61,91	61,96	34,96	84,19	110,24	59,85	50	35,6	65	64,51
30.160,70	25.742,00	28.175,90	26.426,50	25.890,90	27.125,70	26.926,40	25.065,70	25.166,50	26.964,50	27.373,40	32.352,50	33.715,40	30.567,00	27.819,60	29.132,90
42,05	50,93	52,92	68,44	53	65,74	52	52,91	36,98	59	74,94	52,04	45,5	36,33	48,87	50,81
29.901,40	26.229,90	28.853,90	27.627,70	27.190,40	27.669,00	27.265,70	25.013,80	24.812,50	26.762,60	27.936,70	32.480,10	33.929,30	29.983,50	27.841,50	29.497,43
32,45	37,94	41,16	58,36	51,97	55,68	52,92	38,02	34,63	52	59,92	38,21	38,42	33,39	37,49	43,39
27.039,00	25.608,50	28.585,10	26.746,80	26.211,70	25.839,70	25.075,60	21.703,50	25.150,50	26.972,50	28.404,60	28.832,70	28.009,90	28.107,60	24.155,70	27.404,79
32,05	34,23	35,84	44,78	38,69	40,07	38,54	36,22	34,02	40,87	52,8	32,38	36,48	30,93	33,96	36,33
26.353,90	25.918,50	25.691,80	24.263,50	23.623,90	24.379,10	23.461,60	20.521,00	23.796,80	25.091,00	26.740,80	26.545,10	27.200,30	26.282,50	23.767,10	26.137,57
32,37	34,34	34,03	36,5	37,04	37,68	36,81	36,95	35,54	38,49	38,67	32,09	34,08	30,69	34,28	34,18
25.636,40	25.582,20	25.517,70	23.689,20	23.724,80	23.509,10	22.898,20	20.389,90	23.108,20	23.771,80	26.034,50	26.146,20	25.860,90	25.562,60	22.994,10	25.445,66
30,97	32,84	30,96	32,04	30,84	32,88	32,84	32,03	31,1	34,92	31,67	29,12	30,95	28,54	30,75	29,71
24.197,50	25.424,20	25.094,40	23.203,80	22.697,80	22.391,10	22.150,50	21.152,20	22.867,00	23.277,30	24.863,60	24.924,50	25.567,30	25.076,10	23.708,10	25.030,40

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel> (Abruf am 03.12.2013)

Anhang 3 - Berechnung beispielhafter EEG-Vergütungssätze (Allen Anlagen wurde eine Inbetriebnahme im Dezember 2013 zugrunde gelegt.)

Wasserkraft nach § 23 EEG i.V.m. § 20 Abs. 2 Nr. 1 EEG						
Bemessungsleistung (BL) in kW	Leistungsstufen in kW	Vergütungssatz 2013 in ct/kWh	Umfang der Stufe in kW	durch die Stufe abgedeckte Leistung	Anteil der Stufe an der BL	Gesamtvergütungssatz in ct / kWh
700	0 bis 500	12,57	500	500	71,4%	8,98
	501 bis 2.000	8,22	1.500	200	28,6%	2,35
						11,33

Der Vergütungssatz ergibt sich aus der Summe der anteiligen Vergütungen der Leistungsstufen. Die angenommene Bemessungsleistung beträgt 700 kW.

Windkraft onshore nach § 29 EEG, ohne Repowering nach § 30 EEG, mit Gewährung Systemdienstleistungsbonus nach § 29 Abs. 2 EEG i.V.m. § 6 Abs. 5 EEG und § 20 Abs. 2 Nr. 7b EEG					
Grundvergütung 2013	Anfangsvergütung 2013	Systemdienstleistungsbonus 2013	Anteil an der Förderungsdauer	Vergütung in ct / kWh	
4,80 €			(20-16,11)/20 = 0,19		0,93
	8,80		16,11/20 = 0,81		7,09
		0,47 €	16,11/20 = 0,81		0,38
Durchschnittliche Vergütung:					8,40

Der Vergütungssatz für Windkraftanlagen beträgt in den ersten fünf Jahren 8,93 ct/kWh ("Anfangsvergütung") zuzüglich 0,48 ct/kWh "Systemdienstleistungsbonus" (sofern sie die Anforderungen nach § 6 Abs. 5 EEG erfüllen). Danach beträgt sie 4,87 ct/kWh. Nach § 29 Abs. 2 EEG "verlängert sich die Frist der erhöhten Anfangsvergütung um zwei Monate je 0,75% des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 150% des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 3" des EEG. Es wird angenommen, dass der Referenzertrag zu 100% erreicht wurde. Nach § 29 Abs. 2 EEG ergibt sich damit eine Verlängerung der Frist der Anfangsvergütung um 11,11 Jahre (150-100 = 50, weiterhin $2 * (50/0,75) = 133,3$ Monate = 11,11 Jahre). Die restliche Förderungsdauer bis Ablauf des 20. Jahres nach Inbetriebnahme wird die Grundvergütung des Jahres 2013 gezahlt.

Biogasanlage nach § 27 EEG i.V.m. § 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG						
Bemessungsleistung (BL) in kW	Vergütungsstufen in kW	Vergütungssatz 2013 in ct/kWh	Umfang der Stufe in kW	durch die Stufe abgedeckte Leistung	Anteil der Stufe an der BL	Gesamtvergütungssatz in ct / kWh
500	0 bis 150	14,01	150	150	30,0%	4,20
	150 bis 500	12,05	350	350	70,0%	8,44
						12,64
zusätzliche Vergütung Einsatzstoffvergütungsklasse II bis 500 kW Bemessungsleistung nach § 27 Abs. Nr. 2a EEG						7,84
						20,48

Der Vergütungssatz ergibt sich aus der Summe der anteiligen Vergütungen der Leistungsstufen und einer einsatzstoffabhängigen Zusatzvergütung. Angenommen werden eine Bemessungsleistung von 500 kW und der ausschließliche Einsatz von Stoffen der Einsatzstoffvergütungsklasse 2 (nach Anlage 3 zur Biomasseverordnung). Im Beispiel handelt es sich weder um Bioabfall noch um Gülle, sodass §§ 27a und 27b EEG nicht angewandt werden.

Photovoltaik (Freifläche) nach § 32 Abs. 1 EEG auf Basis der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätze für Dezember 2013						
installierte Leistung in kW	Vergütungsstufen in kW	Vergütungssatz Januar 2013 in ct/kWh	Umfang der Stufe in kW	durch die Stufe abgedeckte Leistung	Anteil der Stufe an der BL	Gesamtvergütungssatz in ct / kWh
5.000	0 bis 10.000	9,88	10.000	5.000	100,0%	9,61
						9,61

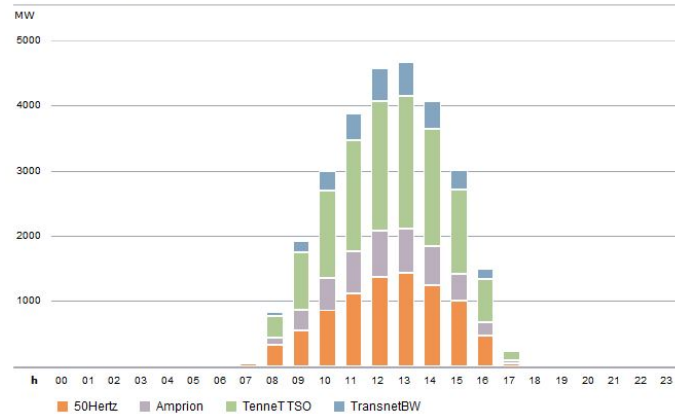
Der Vergütungssatz für PV-Freiflächenanlagen wird von der Bundesnetzagentur quartalsweise für jeden Monat veröffentlicht. Förderung erfolgt nur bis zu 10.000 kW installierter Leistung.

Verfügbar unter:

www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html (Abruf am 11.02.2014)

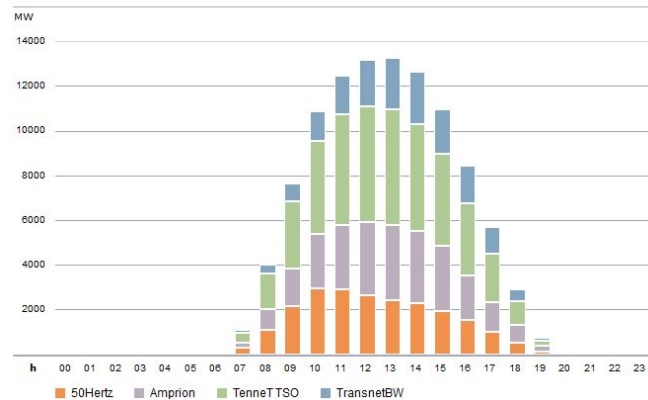
Anhang 4 - Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen im Jahresverlauf

Angezeigter Tag: 01.03.2013
Letzte Aktualisierung: 03.12.2013 17:37 Uhr



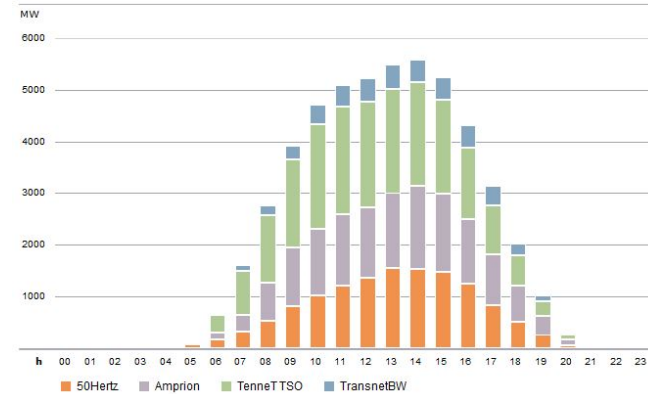
PV-Einspeisung am 01.03.2013

Angezeigter Tag: 01.09.2013
Letzte Aktualisierung: 03.12.2013 17:37 Uhr



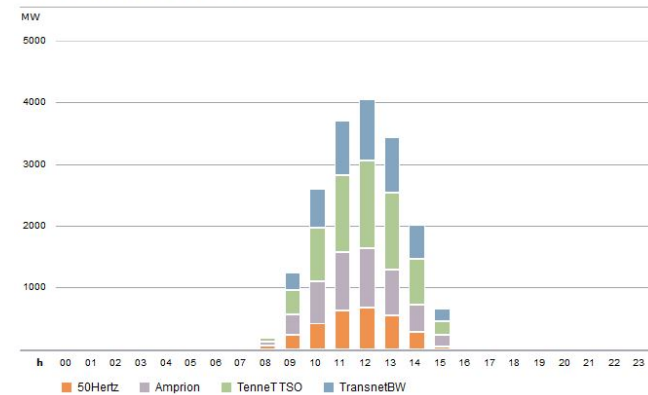
PV-Einspeisung am 01.09.2013

Angezeigter Tag: 01.06.2013
Letzte Aktualisierung: 03.12.2013 17:37 Uhr



PV-Einspeisung am 01.06.2013

Angezeigter Tag: 01.12.2012
Letzte Aktualisierung: 03.12.2013 17:37 Uhr



PV-Einspeisung am 01.12.2012

Quelle:

http://www.eeg-kwk.net/de/Solarenergie_Hochrechnung.htm (Abruf am 03.12.2013)
Die den Abbildungen zugrunde liegenden Daten können bei den Autoren nachgefragt werden.

Anhang 5 - Leistungspreise für Minutenreserve im Tages- und Jahresverlauf

Leistungspreise für Minutenreserve im Tages- und Jahresverlauf								
mittlere Leistungspreise positiv	00 - 04	04 - 08	08 - 12	12 - 16	16 - 20	20 - 24	Bedarf	Tagesmittel
01.11.2012	0,07	1,93	1,44	1,29	8,80	1,06	2.426	2,43
01.12.2012	0,00	2,56	3,98	2,42	8,23	3,16	2.426	3,39
01.01.2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	2.426	0,00
01.02.2013	0,00	0,19	0,68	0,20	2,89	0,00	2.406	0,66
01.03.2013	0,00	0,10	6,84	0,12	3,84	0,18	2.406	1,85
01.04.2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.434	0,00
01.05.2013	1,02	0,89	1,82	0,82	1,83	4,32	2.434	1,78
01.06.2013	1,15	4,42	3,65	2,63	7,51	16,04	2.434	5,90
01.07.2013	0,10	0,35	6,01	3,16	2,50	2,38	2.593	2,42
01.08.2013	0,62	3,78	16,48	13,65	13,93	7,04	2.593	9,25
01.09.2013	1,04	0,76	2,34	1,70	2,05	3,88	2.593	1,96
01.10.2013	0,83	0,32	10,57	7,29	6,40	3,73	2.447	4,86
01.11.2013	0,00	0,00	0,34	0,12	1,25	0,30	2.447	0,34
Zeitscheibenmittel	0,40	1,28	4,48	2,77	4,83	3,48		

mittlere Leistungspreise negativ	00 - 04	04 - 08	08 - 12	12 - 16	16 - 20	20 - 24	Bedarf	Tagesmittel
01.11.2012	15,00	15,60	7,43	9,08	7,13	7,16	2.413	10,23
01.12.2012	13,73	13,78	2,08	2,68	2,59	5,35	2.413	6,70
01.01.2013	218,16	244,10	7,43	5,81	5,32	5,68	2.413	81,08
01.02.2013	43,59	36,93	14,28	14,57	14,97	18,46	2.452	23,80
01.03.2013	0,18	0,20	0,18	0,40	0,35	1,17	2.452	0,41
01.04.2013	25,59	26,26	13,99	15,22	13,59	10,83	2.423	17,58
01.05.2013	20,94	22,40	11,86	21,52	12,67	12,78	2.423	17,03
01.06.2013	23,39	25,24	16,84	20,30	21,50	18,82	2.423	21,02
01.07.2013	40,59	37,32	4,06	13,24	10,58	3,30	2.716	18,18
01.08.2013	29,28	33,90	35,26	50,78	7,72	5,02	2.716	26,99
01.09.2013	39,41	37,09	36,57	57,24	33,50	10,03	2.716	35,64
01.10.2013	28,42	19,80	6,58	7,98	5,23	2,63	2.720	11,77
01.11.2013	42,75	33,43	9,96	16,70	8,64	8,39	2.720	19,98
Zeitscheibenmittel	41,52	42,72	13,05	18,24	11,26	8,44		

Quelle: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 21.11.2013)

Anhang 6 - Leistungspreise Minutenreserve**Leistungspreise Minutenreserve**

Summe der mittleren Leistungspreise für negative Minutenreserve (€/Megawatt p.a.)					
Zeitscheibe	2010	2011	2012	2013*	2013**
00 bis 04 Uhr	11.920	13.604	8.471	8.375	
04 bis 08 Uhr	11.779	13.710	8.631	7.928	
08 bis 12 Uhr	780	1.761	2.361	4.056	
12 bis 16 Uhr	808	2.099	2.552	6.710	
16 bis 20 Uhr	773	2.086	2.370	4.847	
20 bis 24 Uhr	1.263	3.642	2.258	2.967	
Summe***	27.323	36.902	26.643	34.883	38.500

Summe der mittleren Leistungspreise für positive Minutenreserve (€/Megawatt p.a.)					
Zeitscheibe	2010	2011	2012	2013*	2013**
00 bis 04 Uhr	182	118	122	250	
04 bis 08 Uhr	766	390	506	656	
08 bis 12 Uhr	3.340	631	1.156	1.753	
12 bis 16 Uhr	2.046	562	995	1.335	
16 bis 20 Uhr	2.510	518	1.845	1.852	
20 bis 24 Uhr	919	411	757	1.521	
Summe***	9.763	2.631	5.381	7.368	8.600

* Werte bis einschließlich Oktober 2013

** Prognose des Gesamtjahres 2013

*** Abweichungen rundungsbedingt

Quelle: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> (Abruf am 21.11.2013)

Anhang 7 - Arbeitspreise und Abrufdauern Minutenreserve

Arbeitspreise und Abrufdauern Minutenreserve				
--	--	--	--	--

Jährliche Abrufdauer (h) in Abhängigkeit vom gebotenen Arbeitspreis*				
negative Minutenreserve				
Arbeitspreis (€/Megawatt)	2010	2011	2012	2013**
0	67,75	386,25	583,50	464,00
250	7,25	67,75	120,25	69,75
500	1,25	30,00	45,50	24,25
1000	0,00	0,00	10,00	5,00
positive Minutenreserve				
Arbeitspreis (€/Megawatt)	2010	2011	2012	2013**
0	838,75	240,75	784,00	347,50
250	51,75	51,50	203,75	66,00
500	7,75	19,00	47,75	7,50
1000	0,00	6,00	21,25	0,25

Maximale Dauer (h) eines Abrufes in Abhängigkeit des gebotenen Arbeitspreises*			
negative Minutenreserve			
Arbeitspreis (€/Megawatt)	2010	2011	2012
0	4,00	39,25	13,50
250	2,25	11,25	6,50
500	0,75	5,25	5,00
1000	0,00	0,00	3,50
positive Minutenreserve			
Arbeitspreis (€/Megawatt)	2010	2011	2012
0	32,00	10,75	14,75
250	4,25	10,75	11,00
500	1,50	3,75	6,00
1000	0,00	3,75	4,00

* Annahme: Bezuschlagung über Leistungspreis in allen Zeitscheiben des jeweiligen Jahres

** Werte bis einschließlich Oktober 2013

Quelle: <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert> (Abruf am 15.12.2013)

Anhang 8 - Marktwerte des Stroms im Zeitraum von Dezember 2012 bis November 2013

Monat	Dez. 12	Jan. 13	Feb. 13	Mrz. 13	Apr. 13	Mai 13	Jun. 13	Jul. 13	Aug. 13	Sep. 13	Okt. 13	Nov. 13	Durchschnitt
MW-EPEX	3,5510	4,3310	4,4620	3,9110	3,7920	3,2060	2,7820	3,6420	3,8230	4,1710	3,7680	3,9220	3,7801
MW Wind Onshore	2,1980	3,5190	3,8720	3,2080	3,6640	3,0690	2,3450	3,4100	3,4550	3,7090	3,1910	3,2690	3,2424
P _M Wind Onshore	1,2000	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6958
RW Wind Onshore	0,9980	2,8690	3,2220	2,5580	3,0140	2,4190	1,6950	2,7600	2,8050	3,0590	2,5410	2,6190	2,5466
P _M Wind Onshore fernsteuerbar		0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500
RW Wind Onshore fernsteuerbar		2,7690	3,1220	2,4580	2,9140	2,3190	1,5950	2,6600	2,7050	2,9590	2,4410	2,5190	2,5874
MW Solar	3,9980	4,7750	4,9060	3,5780	3,6600	3,3470	2,8420	3,7430	3,9990	4,3760	3,7500	4,2030	3,9314
P _M Solar	1,2000	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6500	0,6958
RW Solar	2,7980	4,1250	4,2560	2,9280	3,0100	2,6970	2,1920	3,0930	3,3490	3,7260	3,1000	3,5530	3,2356
P _M Solar fernsteuerbar		0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500
RW Solar fernsteuerbar		4,0250	4,1560	2,8280	2,9100	2,5970	2,0920	2,9930	3,2490	3,6260	3,0000	3,4530	3,1754
MW steuerbar	3,5510	4,3310	4,4620	3,9110	3,7920	3,2060	2,7820	3,6420	3,8230	4,1710	3,7680	3,9220	3,7801
P _M steuerbar	0,3000	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2750	0,2771
RW steuerbar	3,2510	4,0560	4,1870	3,6360	3,5170	2,9310	2,5070	3,3670	3,5480	3,8960	3,4930	3,6470	3,5030

Fernsteuerbarkeit der Anlagen im Sinne des § 3 MaPrV hat nach § 2 Abs. 2 MaPrV höhere Managementprämien und damit geringere Referenzmarktwerte zur Folge.

Quelle: <http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm> (Abruf 03.12.2013)

Anhang 9 - Ergebnisse der Szenarioanalyse

Parameter	Basisszenario	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4	
jährliche Entwicklung der Marktwerte	-0,01	-0,01	0,00%	-1,00%	0,00%	-1,00%	0,00%	-1,30%	+30,00%
Verkaufspreisniveau des Portfolios (gegenüber MW)	100,00%	105,00%	+5,00%	105,00%	+5,00%	97,00%	-3,00%	95,00%	-5,00%
Leistungspreis MRL positiv (ct/kW)	1,8065	1,9871	+10,00%	1,3548	-25,00%	1,9330	+7,00%	1,4452	-20,00%
Leistungspreis MRL negativ (ct/kW)	8,8608	9,7472	+10,00%	6,6455	-25,00%	9,4814	+7,00%	7,0884	-20,00%
Zuschlagsquote für Minutenreserve	0,8	0,8	0,00%	70,00%	-12,50%	80,00%	0,00%	80,00%	0,00%
Abrufquote negativer Minutenreserve	0,74%	0,89%	+20,00%	0,59%	-20,00%	0,82%	+10,00%	0,63%	-15,00%
Abrufquote positiver Minutenreserve	1,17%	1,40%	+20,00%	0,93%	-20,00%	1,28%	+10,00%	0,99%	-15,00%
Kennzahl	Basisszenario	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4	
Endwert der Investition (T€)	52.887,38	79.824,80	+50,93%	53.029,46	+0,27%	46.692,84	-11,71%	25.070,21	-52,60%
Endwertbezogene jährliche Rendite des VK (%)	14,67	17,05	+16,26%	14,69	+0,10%	13,96	-4,85%	10,47	-28,64%
Anzahl angeschlossener Anlagen (Stk)	157,00	157,00	0,00%	157,00	0,00%	157,00	0,00%	157,00	0,00%
installierte Gesamtleistung des VK (kW)	236.000,00	236.000,00	0,00%	236.000,00	0,00%	236.000,00	0,00%	236.000,00	0,00%
Ø Anlagengröße (kW)	1.503,18	1.503,18	0,00%	1.503,18	0,00%	1.503,18	0,00%	1.503,18	0,00%
Ø Jahresüberschuss (€)	2.267.635,45	3.428.510,12	+51,19%	2.269.726,08	+0,09%	2.002.180,03	-11,71%	1.069.758,12	-52,82%
Ø Jahresüberschuss pro Mitarbeiter (€/MA)	90.705,42	137.140,40	+51,19%	90.789,04	+0,09%	80.087,20	-11,71%	42.790,32	-52,82%
Ø Jahresüberschuss pro Erzeugungsanlage (€/Stk)	14.443,54	21.837,64	+51,19%	14.456,85	+0,09%	12.752,74	-11,71%	6.813,75	-52,82%
Ø Jahresüberschuss pro installierter Leistung	9.608,62	14.527,59	+51,19%	9.617,48	+0,09%	8.483,81	-11,71%	4.532,87	-52,82%
Ø jährlich gehandelte Strommenge (MWh)	477.840,00	477.840,00	0,00%	477.840,00	0,00%	477.840,00	0,00%	477.840,00	0,00%
Angebotsmenge MRL positiv (kW)	23.800,00	23.800,00	0,00%	23.800,00	0,00%	23.800,00	0,00%	23.800,00	0,00%
Angebotsmenge MRL negativ (kW)	26.219,18	26.219,18	0,00%	26.219,18	0,00%	26.219,18	0,00%	26.219,18	0,00%
Ø jährlicher Gewinn aus Börsenhandel (T€)	41.013,90	63.116,63	+53,89%	63.116,63	+53,89%	27.752,69	-32,33%	19.514,12	-52,42%
Ø jährlicher Gewinn aus Regelenergievermarktung	68.554,99	78.890,28	+15,08%	46.510,75	-32,16%	74.398,69	+8,52%	56.582,85	-17,46%
Ø Handelsgewinnmarge (€/MWh)	4,29	6,60	+53,89%	6,60	+53,89%	2,90	-32,33%	2,04	-52,42%
Ø Regelenergiemarge (€/kW)	11,42	13,14	+15,08%	7,75	-32,16%	12,40	+8,52%	9,43	-17,46%
Ø jährlicher Mehrerlös für Anlagenbetreiber (€)	7.366.283,12	8.326.008,86	+13,03%	5.319.337,87	-27,79%	7.908.932,61	+7,37%	6.254.604,30	-15,09%
Ø jährlicher Mehrerlös pro Anlage (€/Stk)	46.919,00	53.031,90	+13,03%	33.881,13	-27,79%	50.375,37	+7,37%	39.838,24	-15,09%

Literatur

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN e.V. (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, Dezember 2013, verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/> (Abruf am 11.02.2014)

ARNDT, ULLI/VON ROON, SERAFIN/WAGNER, ULRICH (2006): Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität, in: BWK – Das Energie-Fachmagazin, 6/2006, 58. Jg., S. 52-57

BERKEL, MANUEL (2013): Ausbau des Stromnetzes: Notwendigkeit der Energiewende, verfügbar unter: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes> (Abruf am 06.02.2014)

BLOHM, HANS/LÜDER, KLAUS/SCHAEFER, CHRISTINA (2012): Investition, 10. Auflage, München

BRÖSEL, GERRIT/MINDERMAN, TORSTEN (2011): Computer (Hardware, Software, Internet), in: Federmann, Rudolf/Kußmaul, Heinz/Müller, Stefan (Hrsg.): Handbuch der Bilanzierung, Freiburg - Haufe (158. Ergänzungslieferung), S. 1-66

BUNDESKARTELLAMT (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel: Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011 – Zusammenfassung, Bonn

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG, Berlin, verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Abruf am 06.02.2014)

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2014b): Anlage zu den „Eckpunkten für die Reform des EEG“, Berlin, verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Abruf am 06.02.2014)

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE/BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, verfügbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmub-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (Abruf am 11.02.2014)

BUNDESNETZAGENTUR (2011): Smart Grids und Smart Markets - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Abruf am 11.02.2014)

BUNDESNETZAGENTUR/BUNDESKARTELLAMT (2013): Monitoringbericht 2012 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, 3. Auflage, Bonn, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile (Abruf am 11.02.2014)

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (2010): Positionspapier, Rolle der dezentralen Erzeugungsstrukturen/Virtuellen Kraftwerke im Energiekonzept der Bundesregierung, Berlin, verfügbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101115_Positionspapier_zur_Rolle_der_dezentralen_Erzeugungsstrukturen_Virtuellen_Kraftwerke_i/\\$file/Positionspapier_Energiekonzept_DE-VK_15.11.2010_FINAL.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101115_Positionspapier_zur_Rolle_der_dezentralen_Erzeugungsstrukturen_Virtuellen_Kraftwerke_i/$file/Positionspapier_Energiekonzept_DE-VK_15.11.2010_FINAL.pdf) (Abruf am 11.02.2014)

BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIEN e.V. (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE - Szenario „Stromversorgung 2020“, Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des BEE, Berlin, verfügbar unter: http://www.bee-ev.de/_downloads/presse/2009/090915_BEE_Pressehintergrund_IWES-Studie.pdf (Abruf am 11.02.2014)

CLEAN ENERGY SOURCING GMBH (2012): Erfolg in Zahlen, Geschäftsbericht 2011, Leipzig

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 21.10.2013, Freiburg

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (2013): Windenergie Report Deutschland 2012, Stuttgart

FÜRSCH, MICHAELA/MALISCHEK, RAIMUND/LINDENBERGER, DIETMAR (2012): Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist, Working Paper 12/14 des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln, Köln

KFW (2013): Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, Förderprodukt 068 Kredit „ERP- Gründerkredit – Universell 20/3/20“, verfügbar unter: <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger> (Abruf am 12.12.2013)

KONSTANTIN, PANOS (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft, 3. Auflage, Berlin

KRANNER, KARL/SHARMA, STEPHAN (2013): Das europäische Strommarktdesign der Zukunft, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, 1/2013, 63. Jg., S. 62-65.

KRUSCHWITZ, LUTZ (2011): Investitionsrechnung, 13. Auflage, München/Wien

PWC (2012): Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende, Frankfurt am Main

PERRIDON, LOUIS/STEINER, MANFRED/RATHGEBER, ANDREAS (2012): Finanzwirtschaft der Unternehmung, 16. Auflage, München

QUASCHNING, VOLKER (2013): Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation, 8. Auflage, München

SCHMIEDESCAMP, CHRISTIAN (2010): Virtuelle Kraftwerke für Regelenergie - Potenziale mit Kommunikationstechnik erschließen, in: Energy 2.0, 1/2010, 3. Jg., S. 52-54

SENSFUß, FRANK (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Update für das Jahr 2010, Karlsruhe

SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND e.V. (2010): Wie kann Solarstrom den Strompreis senken?, verfügbar unter: http://www.sfv.de/artikel/solarstrom_vermindert_atomgewinne_und_senkt_strompreis.htm (Abruf am 03.12.2013)

STRÖBELE, WOLFGANG/PFAFFENBERGER, WOLFGANG/HEUTERKES, MICHAEL (2012): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik, 3. Auflage, München

SUTTOR, WOLFGANG (2009): Blockheizkraftwerke: ein Leitfaden für den Anwender, 7. Auflage, Berlin

THEOBALD, CHRISTIAN/NILL-THEOBALD, CHRISTIANE (2013): Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. Auflage, München

VDN (2007): Transmission Code 2007, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 24.08.2007), verfügbar unter: http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007_anhang-d3.pdf
(Abruf am 07.02.2014)

VEREINIGTE STADTWERKE NETZ GMBH (2013): Standardlastprofil H0, verfügbar unter: <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php> (Abruf am 18.12.2013)

VON ROON, SERAFIN/HUCK, MALTE (2010): Merit Order des Kraftwerksparks, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, verfügbar unter: http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf (Abruf am 18.12.2013)

WATTER, HOLGER (2013): Regenerative Energiesysteme : Systemtechnik und Beispiele nachhaltiger Energiesysteme aus der Praxis, 3. Auflage, Wiesbaden

WESSELAK, VIKTOR/SCHABBACH, THOMAS/LINK, THOMAS/FISCHER, JOACHIM (2013): Regenerative Energietechnik, 2. Auflage, Berlin

Bisher in der Reihe „Schriften zur Finanzwirtschaft“ erschienene Arbeitspapiere:

Niederöcker, B.: Die Bedeutung von Business Angels für die Innovationsfinanzierung deutscher Unternehmen. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 1, TU Ilmenau, 2000.

Trost, R.; Stelzer, D.; Dechant, H.: Ein Bewertungsansatz für Geschäftsmodelle der digitalen Ökonomie – dargestellt am Beispiel Application Service Providing (ASP). Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 2, TU Ilmenau, 2003.

Schonert, B.: Das europäische Emissionshandelssystem aus Anlegerperspektive. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 3, TU Ilmenau, 2006.

Trost, R.: Berechnungsformeln für den Unternehmenswert unter der Annahme der Teilausschüttung. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 4, TU Ilmenau, 2006.

Fox, A.; Hocker, R.-M.; Peetz, S.: Alternativen bei der Spielfilmfinanzierung in Deutschland. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 5, TU Ilmenau, 2007.

von Heßling, W.: Finanzinstrumente des Devisenmarktes. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 6, TU Ilmenau, 2009.

Weimar, D.; Fox, A.: Die Bewertung deutscher Fußballunternehmen mit Hilfe der Multiplikatormethode. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 7, TU Ilmenau, 2010.

von Heßling, W.: Konzepte der traditionellen Wechselkursstheorie. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 8, TU Ilmenau, 2010.

Fox, A.: Wie viel Mittelstand steckt in Mittelstandsanleihen?. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 9, TU Ilmenau, 2012.

Heim, S.: Erklärungsansätze für die Finanzkrise aus dem Bereich der Behavioral Finance. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 10, TU Ilmenau, 2013.

Fox, A.; Heim, S.: Nicht-Finanzmultiplikatoren in der Unternehmensbewertung – Eine Alternative zu Finanzmultiplikatoren?. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 11, TU Ilmenau, 2013.

Reif, B.; Fox, A.: Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken. Schriften zur Finanzwirtschaft, Heft 12, TU Ilmenau, 2014.

